

Trabajo Fin de Grado

Desarrollo de herramientas para el dimensionado óptimo
de instalaciones de recarga de vehículo eléctrico

Development of tools for the optimal sizing of electric
vehicle charging facilities

Autor

Adrián Hijazo López

Directores

José Francisco Sanz Orosio
Gregorio Fernández Aznar

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2020



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe entregarse en la Secretaría de la EIAA, dentro del plazo
de depósito del TFG/TFM para su evaluación).

D./Dña. **ADRIÁN HUAZO LÓPEZ**, en

aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de
septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el
Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

GRADO

(Título del Trabajo)

**DESARROLLO DE HERRAMIENTAS PARA EL DIMENSIONADO ÓPTIMO DE
INSTALACIONES DE RECARGA DE VEHÍCULO ELÉCTRICO.**

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser
citada debidamente.

Zaragoza, **20 de Septiembre de 2020**



Fdo: **Adrián Huazo López**

RESUMEN

Desarrollo de herramientas para el dimensionado óptimo de instalaciones de recarga de vehículo eléctrico

A partir de la preocupación mundial por la contaminación atmosférica y con el vehículo eléctrico como posible solución, se ha desarrollado una herramienta para el diseño óptimo de instalaciones de recarga de vehículo eléctrico. Estas instalaciones se conocen como electrolineras en las que se realiza una recarga moderada o rápida, que frente a la carga en el domicilio disminuye el tiempo de carga. Al cargar con mayor potencia, pueden tener un impacto elevado en la red.

La generación y almacenamiento distribuido se han propuesto como solución para reducir el impacto en la red, haciendo que la potencia contratada a red sea menor y cubriendo parte de la demanda de los cargadores con una instalación fotovoltaica y unos paquetes de almacenamiento. Además puede hacer que la instalación sea más rentable al vender la energía sobrante a red. Como calcular la potencia necesaria y reducir los costes de la instalación depende de muchos factores, se han desarrollado varias herramientas para realizar la optimización. Se han utilizado los programas Excel y Matlab para el tratamiento de datos e interacción con el usuario y después el programa GAMS que realiza la optimización a partir de los datos facilitados por los primeros.

La estructura de esta herramienta va desde la creación de los ficheros CSV en Excel con los datos fijos de equipos y tarifas, posteriormente utilizados en el Matlab para la elección del usuario de diferentes parámetros junto con los datos extraídos de la web de PVGIS para crear las curvas de irradiación, las curvas de potencias de recarga y otros parámetros utilizados para la optimización en GAMS.

Los resultados obtenidos han mostrado que estas herramientas permiten disminuir el impacto en la red con generación y almacenamiento distribuidos, resultando en todos los ensayos realizados la potencia contratada a red menor que la necesaria en los cargadores, así como beneficios en el cómputo global de la instalación.

Estos resultados han mostrado que el tipo de día condiciona la instalación, ya que en verano se contrata menos potencia a red para el mismo número de vehículos y se producen más beneficios que en invierno. La ubicación también es decisiva, ya que cuanto más irradiación haya, más generación fotovoltaica habrá para la misma instalación. Los precios de recarga también han mostrado una dependencia lógica sobre los beneficios, cuanto mayor precios mayores beneficios.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Matriculaciones anuales de V.E. en España (2013- abril 2020) [5].	- 10 -
Figura 2. Mix eléctrico español [9]	- 11 -
Figura 3. Emisiones de CO2 en tCO2/MWh [9].	- 12 -
Figura 4. Emisiones de CO2 de los diferentes tipos de vehículos [5].	- 12 -
Figura 5. Precio del vehículo eléctrico frente a ICE (fuente: Blommborg)	- 13 -
Figura 6. Rendimiento de los paneles fotovoltaicos [20].	- 16 -
Figura 7. Composición del precio de instalaciones fotovoltaicas [20].	- 16 -
Figura 8. Energía específica (Wh/kg) y densidad energética (Wh/l)	- 17 -
Figura 9. Diagrama unifilar de la instalación.	- 18 -
Figura 10. Flujo de datos entre los programas.	- 20 -
Figura 11. Bloques del Matlab.	- 22 -
Figura 12. Lectura de un CSV.	- 22 -
Figura 13. Bloque 1. Irradiación	- 23 -
Figura 14. Elección de latitud y longitud de la ubicación	- 23 -
Figura 15. Error por valor fuera de rango.	- 23 -
Figura 16. Bucles vector generación escala minutil.	- 25 -
Figura 17. Curva de irradiación a lo largo del día.	- 25 -
Figura 18. Distribución aleatoria de vehículos	- 26 -
Figura 19. Distribución en dos cargadores reales.	- 27 -
Figura 20. Curvas vehículos carga rápida.	- 27 -
Figura 21. Número de cargadores rápidos.	- 28 -
Figura 22. Cálculo del tiempo de carga.	- 29 -
Figura 23. Lectura de la matriz de tiempo de carga.	- 30 -
Figura 24. Aleatoriedad tiempo de carga.	- 31 -
Figura 25. Curvas de carga moderada y rápida (fuente: Fundación Circe).	- 31 -
Figura 26. Curva de potencia de carga rápida para 20 vehiculos.	- 32 -
Figura 27. Curva de potencia de carga moderada para 20 vehiculos	- 32 -
Figura 28. Precios y tarifas.	- 33 -
Figura 29. Diagrama GAMS.	- 35 -
Figura 30. Lectura del fichero Curvas_minutil.csv	- 36 -
Figura 31. Asignación de parámetros de los CSV.	- 36 -
Figura 32 Variables utilizada en GAMS	- 37 -
Figura 33. Cálculo de los ingresos por recarga de vehículos.	- 38 -
Figura 34. Modelo de almacenamiento.	- 39 -
Figura 35. Líneas para resolver el programa.	- 40 -
Figura 36. Distribución de potencia y SOC batería a lo largo del día.	- 44 -
Figura 37. Días de la tarifa 3.0.	- 50 -
Figura 38. Modos de carga [10].	- 53 -
Figura 39. Tipos de carga según UNE-EN 61851-1	- 53 -
Figura 40. Conector Schuko.	- 54 -
Figura 41. Conector tipo 1 o Yazaki.	- 55 -
Figura 42. Conector tipo 2 o Mennekes.	- 55 -
Figura 43. Conector tipo 3 o Scame.	- 55 -

Figura 44. Conector CCS Combo europeo.....	- 56 -
Figura 45. Conector CCS Combo americano.	- 56 -
Figura 46. Conector de Tesla.....	- 56 -
Figura 47. Conector CHAdeMO.	- 57 -
Figura 48. Cargadores comerciales.	- 59 -
Figura 49. Impacto en la red caso 1 [26].	- 60 -
Figura 50. Impacto en la red caso 2 [26].	- 61 -
Figura 51. Impacto en la red caso 3 [26].	- 61 -

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Vehículos por comunidades autónomas [6].	- 10 -
Tabla 2. Emisiones de CO2 de diferentes vehículos [7].	- 12 -
Tabla 3. Tarifas 3.0A.	- 20 -
Tabla 4. Equipos de recarga.	- 21 -
Tabla 5. Periodos tarifa 3.0 A	- 21 -
Tabla 6. Paneles solares	- 21 -
Tabla 7. Baterías	- 21 -
Tabla 8. Resultados caso 1.	- 41 -
Tabla 9. Resultados caso 2.	- 42 -
Tabla 10. Resultados caso 3.	- 45 -
Tabla 11. Resultados caso 4.	- 45 -
Tabla 12. Anexo 1. Tarifas en alta tensión	- 47 -
Tabla 13. Coste de recarga en domicilio	- 48 -
Tabla 14. Coste de recarga en electrolinera [24].	- 48 -
Tabla 15. Discriminación en 3 periodos de la tarifa 3.0.	- 49 -
Tabla 16. Distribución de las ayudas y sus límites [8].	- 51 -
Tabla 17. Porcentaje de ayudas a la movilidad eléctrica por CCAA.	- 51 -
Tabla 18. Características de los modos de carga [11].	- 53 -
Tabla 19. Características de los tipos de recarga [12].	- 54 -
Tabla 20. Cargadores comerciales.....	- 58 -
Tabla 21. Impacto en la red caso 1.....	- 60 -
Tabla 22. Impacto en la red caso 2.....	- 60 -
Tabla 23. Impacto en la red caso 3.....	- 61 -

ÍNDICE

RESUMEN	- 4 -
ÍNDICE DE FIGURAS	- 5 -
ÍNDICE DE TABLAS	- 6 -
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO	- 8 -
2. EL VEHÍCULO ELÉCTRICO	- 10 -
2.1. Vehículo eléctrico en España.	- 10 -
2.2. Generación eléctrica en España	- 11 -
2.3. Ventajas e inconvenientes del vehículo eléctrico.	- 13 -
2.4. Impacto en la red de la recarga V.E.	- 14 -
2.5. Estado del arte generación y almacenamiento distribuidos.....	- 16 -
3. METODOLOGÍA.....	- 18 -
4. PROGRAMAS	- 20 -
4.1. Microsoft Excel.....	- 20 -
4.2. Matlab	- 22 -
4.2.1. Lectura de inputs CSV.....	- 22 -
4.2.2. Bloque 1. Irradiación	- 23 -
4.2.3. Bloque 2. Distribución número vehículos al día.....	- 26 -
4.2.4. Bloque 3. Costes recarga, tarifas y venta a red	- 33 -
4.2.5. Bloque 4. Aparatos estación de recarga.	- 34 -
4.3. GAMS.....	- 35 -
5. RESULTADOS	- 41 -
6. CONCLUSIONES	- 46 -
7. ANEXOS	- 47 -
7.1. Anexo 1. Tarifas eléctricas.....	- 47 -
7.2. Anexo 2. Plan MOVES.....	- 51 -
7.3. Anexo 3. Estado del arte de la recarga del vehículo eléctrico	- 52 -
7.4. Anexo 4. Cargadores	- 58 -
7.5. Anexo 5. Simulación impacto en la red.....	- 60 -
8. BIBLIOGRAFÍA.....	- 62 -

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

La preocupación social y gubernamental por el medioambiente está haciendo que muchos países implanten medidas para reducir el efecto invernadero y la contaminación atmosférica. El aumento del efecto invernadero produce el calentamiento global debido a la mayor concentración de los gases de efecto invernadero (H_2O , CO_2 , CH_4 , N_2O y ozono), que provocan que la energía solar recibida en la tierra no pueda volver al espacio. Estos gases provienen principalmente de la combustión de combustibles fósiles.

Los motores de combustión de los vehículos convencionales consumen gasolina o gasóleo, derivados del petróleo, generando unos gases de escape compuestos principalmente por dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas (PM), dióxido de azufre (SO_2) y amoníaco (NH_3). Los NO_x y las partículas son peligrosos para la salud pública y según la OMS producen al año 7 millones de muertes en todo el mundo debido a problemas respiratorios, cardiovascular y otras enfermedades [1].

Un estudio del año 2016 [2] mostró un total de 1320 millones de automóviles, camiones, furgonetas y motocicletas en el mundo, siendo la mayoría de ellos vehículos de combustión. La edad media de los vehículos (10.5 años en Europa y 11.9 en España [3]) agrava los problemas de contaminación atmosférica, ya que no tienen que cumplir con los límites marcados por la norma 'Euro6' (implantada en 2014) cuyo objetivo es que todos los vehículos nuevos que se vendan en suelo europeo sean más limpios, obligando a los fabricantes a reducir las emisiones de elementos contaminantes y partículas en suspensión.

El vehículo eléctrico se presenta como una solución al problema medioambiental ya que no produce emisiones durante su conducción, mejorando así la calidad del aire, sobre todo en las grandes ciudades. Es cierto que para producir la energía utilizada en la recarga de las baterías se producen emisiones de CO_2 debido a la energía no renovable utilizada para ello.

Uno de los inconvenientes del vehículo eléctrico puro es la autonomía, inferior actualmente a la de vehículos convencionales. Aunque un punto intermedio entre los dos, como el vehículo híbrido, vehículo con motor de combustión y motor eléctrico mejora la autonomía de uno eléctrico y reduce las emisiones frente a uno convencional. La tecnología sigue avanzando y solucionando los inconvenientes del vehículo eléctrico como la autonomía y el mayor coste que los vehículos convencionales.

Otra barrera para la implantación de la movilidad eléctrica es la infraestructura de recarga, necesaria para recargar las baterías del vehículo. Los puntos de recarga públicos no están a la altura de las necesidades para hacer viajes largos, lo que provoca que los viajes por carretera sean más complicados que con vehículos convencionales debido a la menor autonomía. Además la recarga puede producir problemas en la red si el aumento de la demanda es elevado como desgaste de transformadores y cables, aumento de las pérdidas, desequilibrio de fases o caídas de tensión.

La necesidad de movilidad media en España es de 40 km diarios [4], por lo que el vehículo eléctrico con recarga en el domicilio es muy buena alternativa al vehículo convencional. La recarga convencional se realiza en el domicilio a baja potencia, por lo que es necesario varias horas. Normalmente se realiza durante la noche, cuando el precio de la energía es menor y el aumento de la demanda no provoca problemas en la red.

Objetivo del proyecto

La recarga moderada y rápida ha revolucionado la recarga disminuyendo el tiempo de carga. Se instalan puntos de este tipo en gasolineras, centros de trabajo, centros comerciales, áreas de descanso en carreteras, zonas industriales... Por ello surgió la idea de las electrolineras, que son instalaciones que cuentan con uno o varios cargadores en los que se puede recargar el vehículo. La recarga se hace a mayor potencia que en el domicilio, lo que permite recargar el vehículo en menor tiempo. Pero estas instalaciones pueden tener un impacto elevado en la red, por lo que en este trabajo se desarrolla una herramienta para el dimensionado óptimo de estas instalaciones. Un dimensionado que asegure su rendimiento económico y minimice el impacto en la red, lo cual depende de muchos factores. La estrategia adaptada para minimizar este impacto es la generación y almacenamiento distribuidos, en este caso consiste en instalar paneles solares para producir energía y baterías que la almacenen y puedan entregarla en el momento de la carga.

Metodología

La optimización se realiza en GAMS, un software de alto nivel para el modelado de sistemas para la optimización matemática. Los datos necesarios y la interacción con el usuario para la optimización se tratan con los programas Excel y Matlab.

La realización de este trabajo sigue los siguientes pasos. El primer paso es un análisis de información sobre la necesidad del vehículo eléctrico, el nivel de implantación en España así como las ventajas e inconvenientes de este. También se han estudiado los modos de carga, los tipos de conexión, los tipos de conectores y la velocidad de recarga. Además la generación eléctrica en España para observar los valores de emisiones que se producen en la recarga del vehículo.

Después se ha estudiado el impacto en la red que puede provocar la recarga de un elevado número de vehículos y como poder gestionarlas para disminuir el impacto. Se ha realizado un estudio del estado del arte de una de las soluciones, la generación y almacenamiento distribuidos.

Se ha desarrollado la herramienta en los programas comentados anteriormente y se ha explicado el flujo de datos de un programa a otro.

Por último se muestran algunos resultados obtenidos y las conclusiones en base a ellos.

2. EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

Para entender la repercusión del vehículo eléctrico es importante conocer cuántos hay en España actualmente así como el número de cargadores públicos. También es importante la generación eléctrica para entender la contaminación de la recarga del vehículo. Además, se describen aspectos relacionados con la recarga del vehículo y estrategias para reducir el impacto en red.

2.1. Vehículo eléctrico en España.

En junio de 2019 había en España 81.165 vehículos eléctricos, una cifra muy inferior a los casi 34 millones de vehículos en España [6]. En la Tabla 1 se clasifican los vehículos eléctricos según la CCAA, se observa como Madrid y Barcelona reúnen más del 60 % del total.

Comunidad	Número de VE	Comunidad	Número de VE
Madrid	30.456	Murcia	1.267
Cataluña	20.836	Castilla la Mancha	1.147
Andalucía	7.450	Navarra	719
C. Valenciana	6.304	Extremadura	624
Canarias	2.442	Asturias	610
Baleares	2.428	Cantabria	384
País Vasco	2.042	La Rioja	314
Galicia	1.408	Melilla	65
Castilla y León	1.362	Ceuta	34
Aragón	1.273	TOTAL	81.165

Tabla 1. Vehículos por comunidades autónomas [6].

La tendencia de las nuevas matriculaciones de eléctricos en España es creciente como se muestra en la Figura 1, divididos en eléctricos puros e híbridos enchufables, que durante el último año fue entre el 1 y 4.9 % del total de matriculaciones [6]. En 2020 el valor es menor ya que solo registra valores hasta finales de Abril.

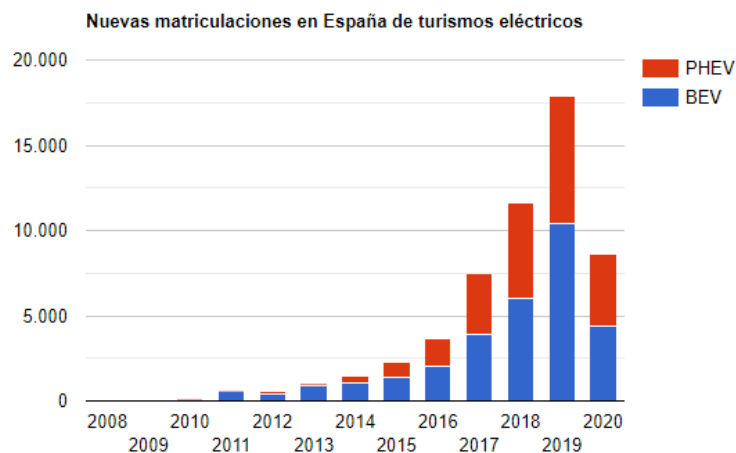


Figura 1. Matriculaciones anuales de V.E. en España (2013- abril 2020) [5].

Los puntos de recarga accesibles son uno de los principales aspectos para la consagración del V.E. como modo de transporte. España es el sexto país de la Unión Europea con 5209 puntos de recarga de acceso público instalados [6]. Este número de cargadores es inferior a lo necesario para una buena infraestructura de recarga de acceso público que permita realizar viajes por carretera sin tener que mirar las rutas y desviarte para encontrar cargadores.

Los gobiernos plantean ayudas para incentivar la movilidad sostenible. En España se conocen como plan MOVES, regulado en el Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero (detallado en el capítulo 7.2). Están dirigidas a incentivar la compra de vehículos alternativos, instalar infraestructuras de recarga, el desarrollo de sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas y la implantación de medidas recogidas en Planes de Transporte a los centros de Trabajo.

El presupuesto de este plan de movilidad fue de 45 millones de euros en 2019 y se espera que sea de 65 millones de euros en 2020 [8].

Debido a la tendencia creciente de las matriculaciones y las ayudas que proporciona el gobierno para incentivar la movilidad sostenible, se espera que el número de vehículos eléctricos y cargadores de acceso público aumenten con el paso de los años.

2.2. Generación eléctrica en España.

La contaminación del vehículo eléctrico se entiende como las emisiones de CO₂ en la producción de la electricidad, por lo que es muy importante la integración de renovables como eólica, energía fotovoltaica, energía hidráulica, energía biomasa...

El 'mix eléctrico' es la composición final de la electricidad producida por las distintas fuentes de generación. En España hay 110.376 MW de potencia instalada, donde el 50.1 % es renovable [9]. Aunque la generación es en mayor parte no renovable, debido a las variaciones de demanda, lo que es muy difícil de abastecer con energía renovable, y la variabilidad de viento o sol a lo largo del año. La Figura 2 muestra este mix, el cual tuvo mayor parte no renovable (61.1%) que renovable (38.9%) en 2019.

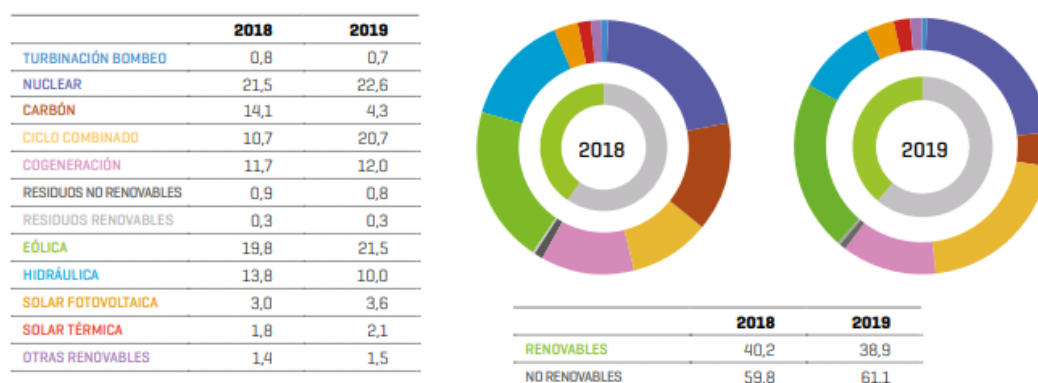


Figura 2. Mix eléctrico español [9]

La producción de CO₂ está ligada a la procedencia de la energía, ya que las fuentes no renovables (carbón, plantas nucleares, ciclo combinado y cogeneración) emiten CO₂ a la

atmósfera en la producción de la energía. Estas emisiones (tCO₂/MWh) vienen reduciéndose durante los últimos años, como se observa en la Figura 3.

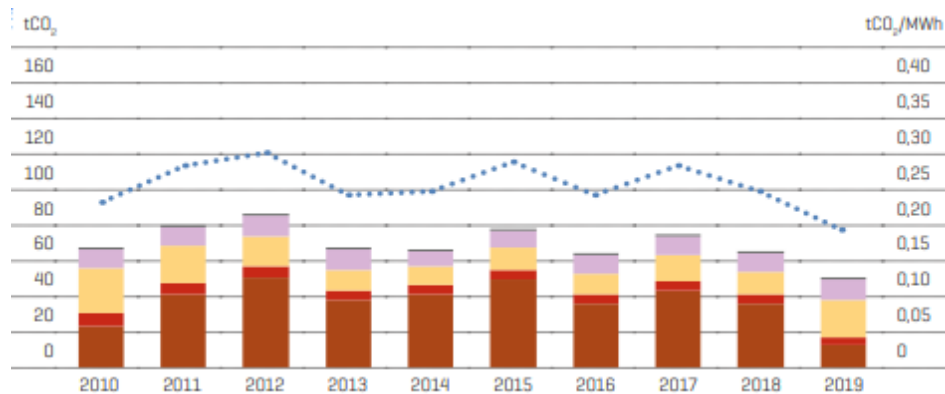


Figura 3. Emisiones de CO₂ en tCO₂/MWh [9].

Aunque para comparar estas emisiones con las de los vehículos de combustión, normalmente en gCO₂/km, hay que pasarlas a las mismas unidades. Basta con multiplicar el valor en gCO₂/kWh de las emisiones de producir la electricidad por la capacidad de la batería del vehículo en kWh y dividirlo entre la autonomía del vehículo.

Por ejemplo un Tesla Model 3, que cuenta con 75 kWh de batería y tiene una autonomía de 530 km, sus emisiones contaminantes calculadas con el valor de 2019 de 0.2 t CO₂/MWh (0.2 kg/kWh) serían 15 kg CO₂ para la totalidad de su autonomía. Entonces las emisiones contaminantes serían de 28.1 gCO₂/km.

La Tabla 2 resume la comparativa entre un vehículo eléctrico y 3 vehículos de combustión de similares características. Se observa como las emisiones son 4 veces menor en el eléctrico.

	Tesla Model 3	Audi A4	BMW X3	SEAT Leon 2.0 TDI
Emisiones	28.1 gCO ₂ /km	111 gCO ₂ /km	163 gCO ₂ /km	145 gCO ₂ /km

Tabla 2. Emisiones de CO₂ de diferentes vehículos [7].

Por último la Figura 4 muestra la diferencia entre las emisiones producidas para producir la energía (color azul), que en el caso de los vehículos de combustión es todo lo relacionado con extraer y refinar el petróleo, así como llevarlo hasta las estaciones de suministro. En el caso de los vehículos eléctricos están relacionadas con la producción de electricidad. Las emisiones durante la conducción se muestran en color rojo, que en caso de los eléctricos y de célula de combustible son nulas.

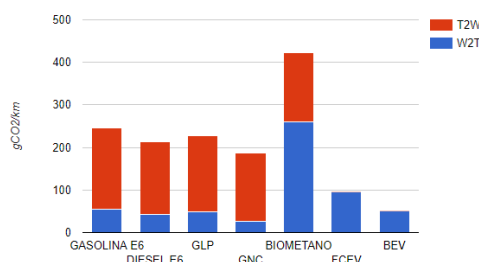


Figura 4. Emisiones de CO₂ de los diferentes tipos de vehículos [5].

2.3. Ventajas e inconvenientes del vehículo eléctrico.

Ventajas:

- No consumen petróleo, un recurso limitado que se está agotando.
- No produce contaminación atmosférica en su uso, puede que en la generación de la electricidad sí.
- No produce contaminación acústica.
- Ahorro en mantenimiento (cambio de aceite, filtros...).
- Menos piezas móviles, no tienen caja de cambios.
- Mayor eficiencia, cercana al 90 %, comparada con el 25 % de eficiencia de los motores de combustión.
- Están exentos del pago del impuesto de matriculación.
- No están afectados por las restricciones a la circulación en el centro de algunas ciudades.
- ITV más barata al no tener que hacer pruebas de ruido o emisiones.

Inconvenientes:

- Menor autonomía que un vehículo de combustión.
- Precio de adquisición elevado, principalmente por la cantidad de baterías. En la Figura 5 se observa como en 2020 el precio de la batería supone un 36 % del coste del vehículo y para el año 2030 suponga un 18 % del total, lo que hará que sea más rentable comprar un vehículo eléctrico que uno de combustión.
- Tiempo de recarga del vehículo.
- Menor número de puntos de recarga que de gasolineras.
- Falta de talleres especializados en este tipo de vehículo.
- Posible impacto en la red durante la recarga.

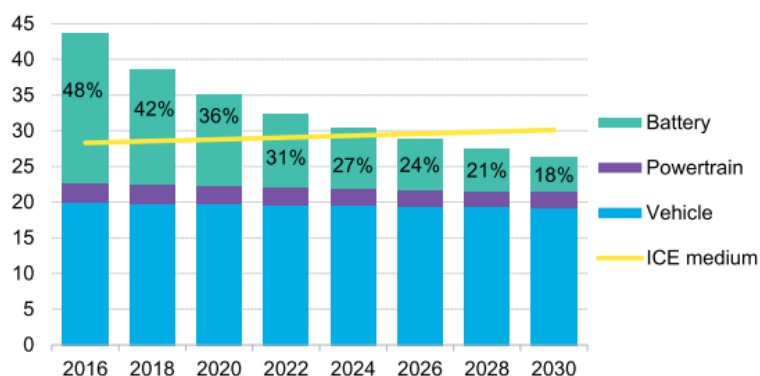


Figura 5. Precio del vehículo eléctrico frente a ICE (fuente: Blommborg)

2.4. Impacto en la red de la recarga V.E.

La infraestructura de recarga es clave para que se produzca la transición hacia un sistema de transporte menos contaminante a través del vehículo eléctrico. La recarga del vehículo necesita gran cantidad de energía, lo que puede conllevar problemas para la red de transporte y distribución.

Actualmente la flota de vehículos en España es de casi 34 millones de vehículos, aunque el número de V.E. no supone ni el 0.25% [6]. Aunque el desarrollo tecnológico hace esperar un paulatino crecimiento del parque de vehículos eléctricos conforme pasen los años, frenado principalmente por el coste de las baterías y la autonomía del vehículo, así como por el número de cargadores públicos instalados.

La recarga del vehículo puede ocasionar problemas para la red eléctrica, los cuales están asociados al aumento de demanda energética que ocasionan. [14], [15], [16], [17].

- **Impacto en el perfil de cargas:** las cargas adicionales pueden sobrecargar el sistema. Si muchos usuarios ponen a cargar el vehículo cuando llegan a casa, en hora punta, la red eléctrica puede aumentar su demanda como se describe en el capítulo 7.5.
- **Impacto en los componentes del sistema:** desgaste de transformadores y cables al no estar diseñados para esas demandas energéticas.
- **Impacto en las pérdidas del sistema:** a mayor intensidad mayor pérdidas en la red de transporte.
- **Impacto en el perfil de voltaje y desequilibrio de fases:** la recarga de VE puede causar una caída de tensiones en el punto de conexión. La carga en CA también puede producir el desequilibrio de fases.
- **Impacto armónico:** la electrónica de potencia utilizada para la recarga puede provocar problemas de calidad de la red debido a la conmutación de los componentes electrónicos. Los armónicos pueden provocar una reducción de la capacidad nominal de los componentes del sistema.
- **Impacto de estabilidad:** la estabilidad es la capacidad de una red de energía eléctrica para devolver la operación a la condición de estado estable después de la ocurrencia de una perturbación. La recarga también inyecta armónicos de corriente y absorbe potencia reactiva, lo que desestabiliza la red.

Para intentar solucionar estos problemas Red Eléctrica creó en 2017 CECOVEL (Centro de Control del Vehículo Eléctrico), que permite realizar un seguimiento y control de la demanda de electricidad para la recarga de VE. Para ello es necesario el desarrollo de contadores y dispositivos de recarga que permitan una comunicación vehículo-red.

La recarga inteligente del vehículo eléctrico permite programar la recarga y él envió de información en tiempo real a un centro de control. Busca llevar la recarga a las horas valles, en las que la demanda energética no es tan elevada como en las horas puntas, además de suponer un ahorro para el consumidor [4].

Algunas de las posibles estrategias para reducir el impacto en la red son [14], [15], [16], [17]:

- **Refuerzos de la red convencional:** aumentar las inversiones en nuevas líneas así como aumentar las potencias de líneas y transformadores ya existentes. Esta estrategia no interesa debido a la gran inversión que conlleva y la incertidumbre de si el vehículo eléctrico conseguirá implantarse como método de transporte.
- **Gestión de la demanda:** busca gestionar de forma eficiente el consumo eléctrico. Para ello se controla en todo momento el consumo en la estación de carga, por lo que es necesario una infraestructura inteligente y automática. En el caso de que la red no pueda satisfacer la demanda de potencia requerida por el cargador, limita la potencia de carga lo que aumentaría el tiempo de carga. Esta estrategia no es la más interesante desde el punto de vista de cargas en electrolineras, ya que el usuario busca estar el menor tiempo posible cargando y esta estrategia no lo consigue.
- **Generación distribuida:** consiste en múltiples sistemas de generación de media/baja potencia próximos a los puntos de consumo.
 - Reduce las pérdidas en la red eléctrica al estar más cerca del consumidor.
 - Mejora la fiabilidad y calidad del sistema al tener muchas fuentes repartidas por el territorio, por lo que el fallo de una de ellas no es un problema grave.
 - Esta tecnología implica el uso de energías renovables, lo que contribuye a reducir las emisiones de CO₂.
 - Instalaciones de pequeña potencia que pueden ser instaladas en cualquier sitio sin necesidad de una gran infraestructura.
- **Almacenamiento distribuido:** consiste en la colocación de baterías, las cuales pueden abastecer a la red en caso de demanda elevada. Se recargan cuando la demanda no es elevada y de menor precio, para después abastecer al consumidor o a la red. Con ello se consigue aplanar la curva de demanda y reducir la punta de consumo, al entregar las baterías la energía y no tener que suministrarla toda la red.
- **V2G (vehicle to grid):** consiste en la conexión de los vehículos a la red, los cuales pueden entregar energía si están cargados y la red la necesita, debido a la bidireccionalidad de los cargadores. La principal ventaja es la rapidez con la que puede entregar energía, ya que fuentes de generación no son tan inmediatas. Esta estrategia es adecuada en los casos que el vehículo está muchas horas conectado al cargador.

Las opciones elegidas para el desarrollo de la herramienta de dimensionado óptimo son la generación y almacenamiento distribuido, con instalación fotovoltaica y baterías. La opción V2G se descarta por que el usuario busca estar el menor tiempo en la estación de recarga y si en algún momento la red lo necesita y saca energía de las baterías del vehículo, aumentaría el tiempo para volver a llegar al valor deseado.

2.5. Estado del arte generación y almacenamiento distribuidos.

Los paneles solares son un conjunto de celdas fotovoltaicas protegidas por un marco de vidrio y aluminio anodizado, normalmente en forma rectangular, que producen energía eléctrica a partir de la energía solar. Las células fotovoltaicas se clasifican en: [18], [19], [20]:

- **Células monocristalinas:** formadas por un único cristal de silicio de alta pureza consiguiendo rendimientos teóricos superiores al 30 %.
- **Células policristalinas:** formadas por silicio mezclado con arsenio y galio, consiguen un rendimiento del 15%.
- **Células amorfas:** no poseen estructura cristalina y consiguen rendimientos inferiores al 6 %.

En el mercado se encuentran principalmente los paneles monocristalinos y policristalinos, ya que los amorfos tienen poco rendimiento. En la Figura 6 se muestran las diferencias de rendimiento real de los paneles monocristalinos y policristalinos.

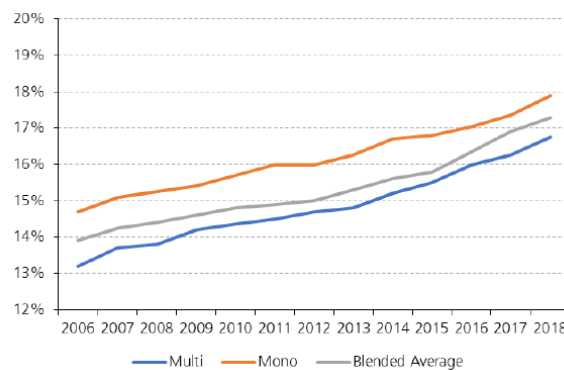


Figura 6. Rendimiento de los paneles fotovoltaicos [20].

Los monocristalinos tienen mejor rendimiento que los policristalinos aunque el precio es un poco mayor en los primeros. Los policristalinos son menos tolerables al calor y como la estación de carga se puede colocar en cualquier ubicación y debe durar 10 años, se eligen los paneles monocristalinos como opción para la instalación fotovoltaica. En la Figura 7 se muestra la composición de precios de una instalación fotovoltaica, en naranja el precio de los módulos fotovoltaicos y en azul el resto de la instalación, teniendo en cuenta las baterías.

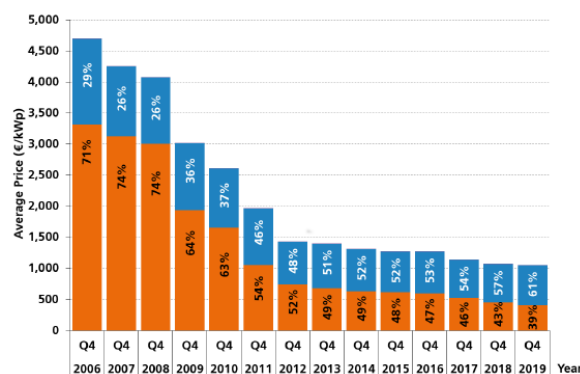


Figura 7. Composición del precio de instalaciones fotovoltaicas [20].

El almacenamiento distribuido tiene como objetivo entregar energía en los momentos necesarios para la red y reducir el impacto en ella. A continuación se muestra una clasificación de los tipos de baterías más utilizadas [19], [21].

- **Baterías Plomo Ácido:** es la tecnología más madura, pero tiene baja densidad energética (Wh/l) y energía específica (Wh/kg) como se muestra en la Figura 8. También tienen una huella de contaminación elevada debido al plomo. Alrededor de 1000 ciclos de carga y descarga.
- **Baterías de Níquel (Ni-Cadmio, Ni- Hidruro metálico):** mejores características que las Pb-Ac, sobre todo las Ni-MH que reducen el efecto memoria y reducen el impacto al medio ambiente. Alrededor de 2000 ciclos de carga y descarga.
- **Baterías de Sodio (Sodio-Azufre (NaS), Sodio-Cloruro de níquel (Na-NiCl₂ Zebra):** densidad energética elevada, ciclos de descarga largos y respuesta rápida. El principal inconveniente es la temperatura de operación entre 250 y 300 °C. Alrededor de 1000 ciclos de carga y descarga.
- **Baterías de flujo de Vanadio Redox (VFR):** elevada capacidad de almacenamiento pero baja eficiencia de carga y descarga. Alrededor de 10000 ciclos de carga y descarga.
- **Baterías de Litio (Ion-Litio, Ion-litio con cátodo de LiFePO₄ y Polímero de litio):** gran densidad energética, buen ciclo de vida y alta eficiencia de carga y descarga. El único inconveniente es el mayor coste. Alrededor de 3000 ciclos de carga y descarga con descargas medias del 70%.

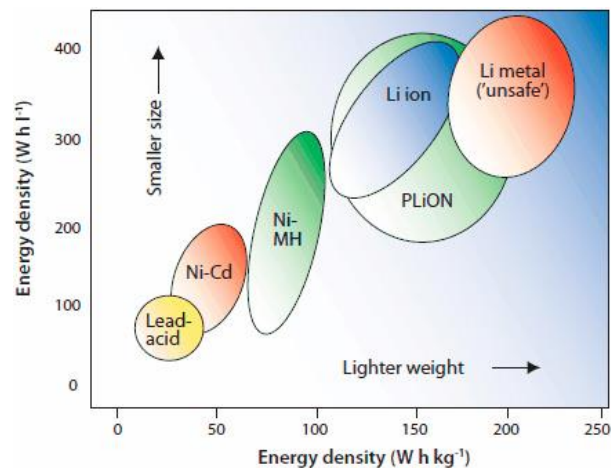


Figura 8. Energía específica (Wh/kg) y densidad energética (Wh/l)

A la vista de los tipos de batería expuestos, se eligen las baterías de litio debido a las mejores características energéticas como se observa en la Figura 8. Estos valores indican que para una misma capacidad de baterías, se necesita menos espacio para ubicar las baterías. Los ciclos de vida útil también han sido decisivos para elegir las baterías de litio, ya que deben durar 10 años de cargas y descargas.

3. METODOLOGÍA

El dimensionado de una instalación de recarga de vehículos eléctricos depende de muchos factores por lo que hace falta una herramienta que pueda solucionar el problema. Este trabajo se centra en crear herramientas para el desarrollo óptimo de instalaciones de recarga o electrolineras. Como resultado se tiene el menor impacto en la red así como su rendimiento económico minimizando costes de adquisición y maximizando beneficios.

Se propone una instalación con generación y almacenamiento distribuido, ya que es una de las maneras más útiles de reducir el impacto en la red además de involucrar las energías renovables en la generación.

La Figura 9 muestra un diagrama unifilar de la instalación. Esta consta de dos tipos de cargadores, rápidos (50kW) y moderados (22kW), un conjunto de baterías para almacenar energía y unos paneles solares, todo ello conectado a la red eléctrica.

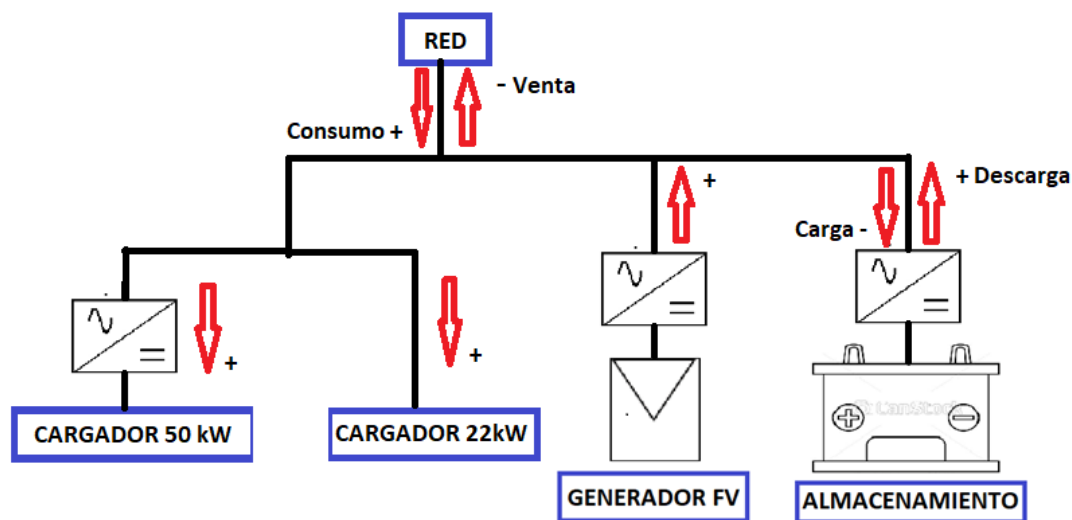


Figura 9. Diagrama unifilar de la instalación.

Los flujos de potencia de los diferentes componentes del sistema se comentan a continuación:

- **Cargadores:** los dos tipos solo pueden consumir energía en la instalación, no se ha considerado la opción de V2G ya que al ser una electrolinera, los vehículos buscan estar el menor tiempo posible y únicamente cargar sus baterías, no se tienen en cuenta otros servicios.

- Los cargadores de 50 kW trabajan en corriente continua, por lo que necesitan un convertidor AC/DC. Por tanto estos cargadores cargan en modo 4 y los tres ejemplos recogidos en la Tabla 4 son de tipo C, con conectores CHAdeMO y CCS Combo, según lo descrito en el capítulo 7.3.
- Los cargadores de 22 kW trabajan en corriente alterna, por lo que se conectan directamente a la red eléctrica. Se clasificarían en modo 2 o modo 3 dependiendo de la infraestructura del cargador. En la Tabla 4 hay algunos cargadores de tipo A y otros de tipo C con conectores tipo 2, tipo 1 o base Schuko como describe la Tabla 20.

- **Paneles solares:** solo pueden entregar energía. Pueden entregar energía directamente a los cargadores, cargar las baterías en caso de que no haya consumo en los cargadores y entregar energía a la red en caso de que las baterías estén cargadas al completo y no haya consumo por recarga de VE. La instalación fotovoltaica necesita un convertidor CC/CA para poder conectarse al resto de aparatos y a la red.

- **Baterías:** pueden consumir y entregar energía. En caso de estar descargadas pueden consumir energía de los paneles o de la red hasta que se recarguen. El objetivo de instalar baterías es disminuir la potencia necesaria a contratar en la instalación de recarga y almacenar la energía de los paneles solares. Las baterías elegidas son de litio ya que son las que mejores prestaciones tienen, profundidades de descarga y velocidades de carga y descarga, aunque de mayor precio que los otros tipos, pero compensa con sus prestaciones. La Tabla 7 muestra algunas características de las baterías elegidas.

-**Red:** el flujo de potencia es en ambos sentidos, puede consumir energía en la recarga pero también vender energía en caso de que los paneles solares produzcan energía y las baterías estén cargadas.

A priori la potencia a contratar de la red es elevada, ya que las potencias de los cargadores son elevadas. Aunque finalmente se diseñe solo para cargadores moderados, si el usuario pone que no llega ningún vehículo para carga rápida, no se instala ningún cargador rápido. Por tanto la potencia mínima en ese caso es de 22 kW, por lo que será necesario contratar una tarifa que suministre esa potencia.

Observando las tarifas descritas en el capítulo 7.1, la tarifa 2.0 se descarta por ser solo hasta 10 kW. También se descartan las tarifas en alta tensión ya que según donde se vaya a colocar la estación de carga puede no tener acceso a este tipo de abastecimiento. Por tanto la tarifa escogida es la tarifa 3.0A disponible para potencias mayores de 15 kW. Se divide en tres periodos con diferentes precios según periodo punta, periodo valle y periodo supervalle, lo que permite reducir costes en caso de no cargar en periodo punta. Se ofrecen cuatro tarifas de diferentes compañías como se muestra en la Tabla 3.

4. PROGRAMAS

Las herramientas utilizadas para el optimizado de la instalación de recarga son Microsoft Excel, Matlab y GAMS como se muestra en la Figura 10. El primero se usa para crear unos ficheros CSV con datos fijos. Luego Matlab se utiliza para el tratamiento de datos e interacción con el usuario, dando como resultado 2 ficheros CSV, uno con variables fijas y otro con curvas minutales de potencia y precio necesarios para la optimización en GAMS.

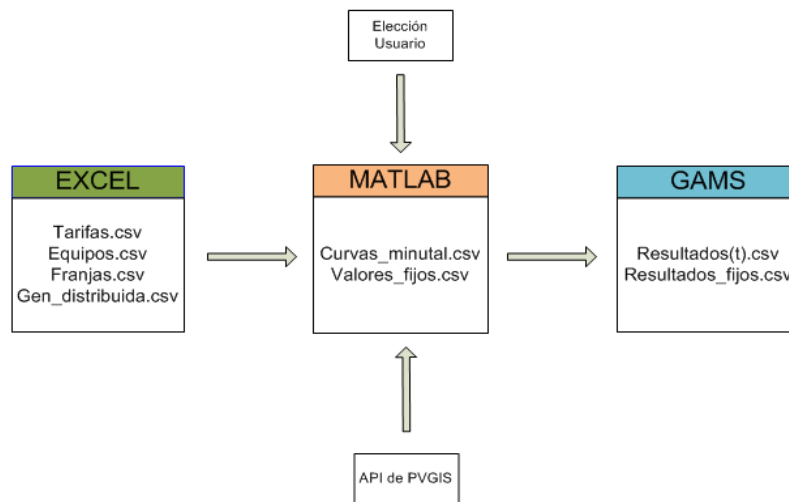


Figura 10. Flujo de datos entre los programas.

4.1. Microsoft Excel

Excel permite crear archivos CSV (comma-separated values), que permite representar datos en forma de tabla, donde las columnas se separan por comas y las filas por saltos de línea.

Lo primero es crear los cuatro ficheros CSV con datos fijos que usara Matlab.

- **Tarifas.csv:** fichero de dimensiones 2 filas y 12 columnas donde la primera fila son los términos de potencia (3 periodos) de cuatro compañías y en la segunda fila los términos de energía (Tabla 3).

Distribuidora	Periodo	Potencia €/kW día	Consumo €/kWh
Gesternova	Punta P1	0.1116	0.0988
	Valle P2	0.0669	0.0852
	Supervalle P3	0.0446	0.0645
Iberdrola	Punta P1	0.1156	0.1278
	Valle P2	0.0701	0.1102
	Supervalle P3	0.0499	0.0831
OFD Energía	Punta P1	0.1116	0.0980
	Valle P2	0.0669	0.0843
	Supervalle P3	0.0446	0.0654
Repsol	Punta P1	0.1203	0.0999
	Valle P2	0.0766	0.0848
	Supervalle P3	0.0545	0.0699

Tabla 3. Tarifas 3.0A.

- **Equipos.csv:** fichero de dimensiones 2 filas y 12 columnas donde la segunda fila son los precios de cada equipo entre los que puede elegir el usuario en Matlab (Tabla 4).

Equipo	Precio	Equipo	Precio
Circontrol Raption 50kW	31181 €	Ingerev City Ground 22 kW	3690 €
Ingerev Rapid 50 kW	28860 €	Ingerev City Duo 22 kW	5082 €
Charge Point 50 kW	36280 €	Ingerev Fusion 22 kW	4143 €
Circutor Urban WB 22 kW	3875 €	Circutor RVE 2 22 kW	5223 €
Circutor Urban 22 kW	4034 €	Circutor RVE QP 22 kW	6000 €
Circutor Urban Master 22 kW	3643 €	POLE 3 22 kW	3390 €

Tabla 4. Equipos de recarga.

- **Franjas.csv:** fichero de dimensiones 6 filas y 1440 columnas donde cada fila es una franja horaria de cada periodo (punta, valle y supervalle) en escala minutil. Las tres primeras son para días de verano y las otras tres para días de invierno según la distribución horaria de la Tabla 5. Entre las horas de cada franja se pone un 1 en cada minuto y el resto ceros.

Periodo	Invierno	Verano
Punta P1	18:00-22:00	11:00-15:00
Valle P2	8:00-18:00	08:00-11:00
	22:00-00:00	15:00-00:00
Supervalle P3	00:00-08:00	00:00-08:00h

Tabla 5. Periodos tarifa 3.0 A

- **Generación distribuida:** fichero de dimensiones 6 filas y 3 columnas que recoge características de los paneles solares y baterías que se ofrecen al usuario. Las tres primeras filas recogen los datos (primera columna = potencia, segunda columna = precio y tercera columna = superficie) de los paneles solares mostrados en la Tabla 6 y las tres siguientes filas los datos (primera columna = energía útil y segunda columna = precio) de las baterías mostradas en la Tabla 7.

Panel Solar	Tensión	Potencia	Superficie	Precio
400W PERC Monocristalino ERA	24 V	400 W	1.98 m ²	155 €
400 W JInko Mono Perc	24 V	400W	2.01 m ²	159 €
325W PERC Monocristalino ERA	24 V	325 W	1.67 m ²	132 €

Tabla 6. Paneles solares

Batería	Tensión	Capacidad	Energía útil	Precio
Batería Litio LG RESU 10 48V	48 V	189 Ah	8.8 kWh	5805 €
Batería Litio LG RESU 6.5 48V	48 V	126 Ah	5.9 kWh	4375 €
Batería litio BYD B-Box Premium	48 V	160 Ah	7.7 kWh	4797 €

Tabla 7. Baterías

4.2. Matlab

Matlab sirve para el tratamiento de datos con los inputs que lee de los archivos CSV, la información elegida por el usuario y la información extraída de la web de PVGIS. Como outputs crea dos archivos CSV, uno con datos fijos y otro con las curvas minutas que usará el programa GAMS. Los pasos que sigue se resumen en la Figura 11.

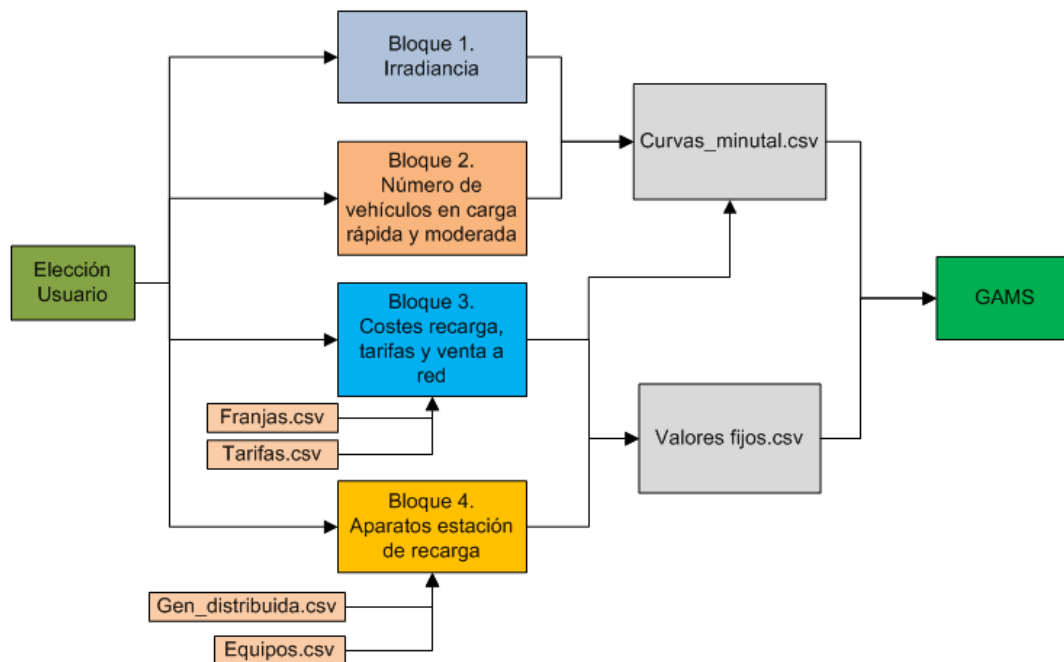


Figura 11. Bloques del Matlab

4.2.1. Lectura de inputs CSV

El primer paso del programa es la lectura de los ficheros CSV creados en Excel y asignar los valores a unas variables para su posterior tratamiento. La lectura se hace con el comando 'dlmread' que crea una matriz que recoge los valores del CSV. En la Figura 12 se muestra la lectura del fichero de franjas horarias y después se asigna cada fila según la franja correspondiente. Con los otros ficheros CSV se procede de forma análoga.

```

%% Franjas horarias, lee un CSV y las asigna según la fila
Franja = dlmread('Franjas.csv');
Franja_P1_Ver = Franja(1:1,1:1440);
Franja_P2_Ver = Franja(2:2,1:1440);
Franja_P3_Ver = Franja(3:3,1:1440);
Franja_P1_Inv = Franja(4:4,1:1440);
Franja_P2_Inv = Franja(5:5,1:1440);
Franja_P3_Inv = Franja(6:6,1:1440);
  
```

Figura 12. Lectura de un CSV.

4.2.2. Bloque 1. Irradiación

El siguiente paso es el bloque 1 de la Figura 11, el cual crea la curva de irradiación solar que se usará para el dimensionado de la instalación fotovoltaica. En la Figura 13 se detalla el flujo de datos para crear esa curva minutal. Esta herramienta se desarrolla en base minutal para no perder el detalle de las cargas rápidas, ya que tienen un perfil de consumo que varía muy rápido a lo largo del tiempo y en otra escala no quedaría reflejada.

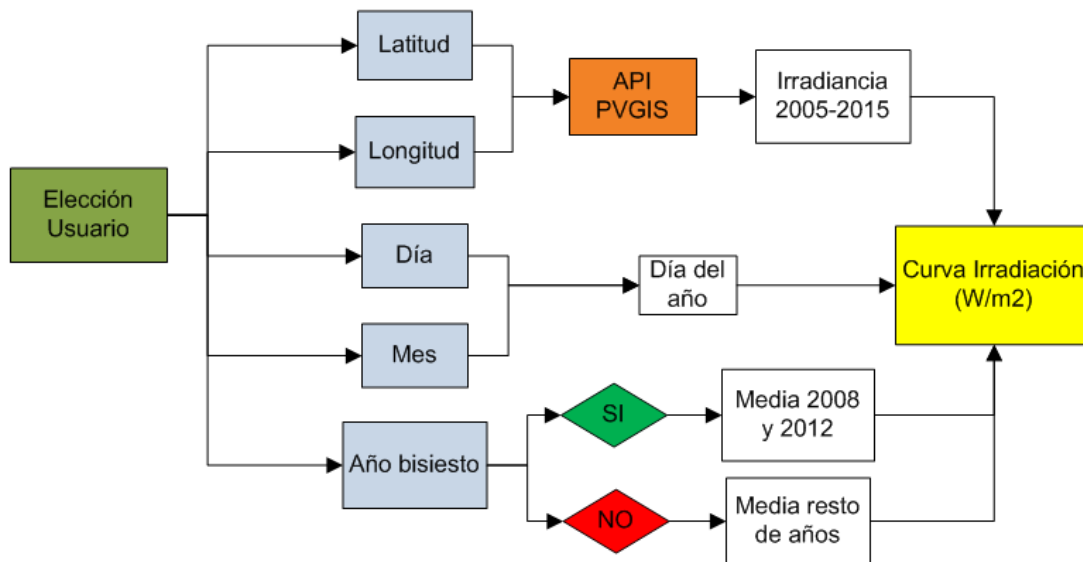


Figura 13. Bloque 1. Irradiación

El usuario debe elegir la latitud y la longitud de la ubicación en la que realizar el estudio. El programa muestra un mensaje para elegir las coordenadas de la ubicación como muestra la Figura 14, rellenado con las coordenadas de Zaragoza.

```

Introduce latitud (-90° / 90°) España (44° / 36°): 41.65
-----
Introduce longitud (-180° / 180°) España (-10° / 5°): -0.87
  
```

Figura 14. Elección de latitud y longitud de la ubicación

También muestra los límites de latitud, entre -90° y 90° y de longitud, entre -180° y 180°. Si el usuario introduce un valor fuera de esos márgenes, el programa muestra un mensaje de error como se observa en la Figura 15 y resetea la ejecución.

```

;;ERROR!!
Latitud incorrecta, los limites de latitud son 90/-90
;;ERROR!!
  
```

Figura 15. Error por valor fuera de rango.

La latitud y longitud se usan para descargar los datos de irradiación de la página PVGIS. Para ello se usa una API, que permite la comunicación entre dos aplicaciones. En el caso de PVGIS

es un servicio no interactivo, en el cual al partir de la siguiente dirección web descarga los valores automáticamente [26].

<https://re.jrc.ec.europa.eu/api/seriescalc?lat=41.65&lon=-0.87&browser=1&startyear=2005&endyear=2015>

Los dos primeros inputs corresponden a la latitud (41.65°) y longitud (-0.87°). El tercer input 'browser=1' guarda los datos en un archivo y los dos últimos corresponden al año de inicio (2005) y final (2015) de la recogida de datos. Se escogen 2005 y 2015 ya que son los años entre los que PVGIS tiene datos.

La consulta de la web se hace con el comando 'webread', el cual consulta la dirección web descrita y descarga una tabla con 6 columnas y 96414 filas, donde la irradiación (W/m²) es la segunda columna. Este comando necesita internet para descargar los datos, si no hay internet salta un error.

Una vez descargada la matriz de datos, se recorre la segunda columna y se asignan los valores en 11 vectores dependiendo del año al que corresponden. Esos vectores son de longitud 8760 si el año no es bisiesto y 8784 si el año es bisiesto. Por último cada vector se pasa a matriz de dimensiones 24x365 o 24x366 si es bisiesto.

Después el usuario debe elegir el día y el mes para realizar el estudio. Después debe elegir si es año bisiesto o no y con esos datos se calcula el día del año que le corresponde (número sobre 365 si no es bisiesto y sobre 366 si lo es).

Una vez se tiene el día para realizar el estudio, se calcula una media con los diferentes valores en escala horaria de los años que se tiene registro. Si el año es bisiesto se realiza la media con los datos de 2008 y 2012, y si no es bisiesto con el resto de años. Esto se hace para homogenizar los datos, ya que puede ser que en algún año haya sido muy nublado o se dieran errores de medida.

Ese vector en escala horaria (longitud 24) se pasa a escala minutal con unas iteraciones mostrados en la Figura 16. El primer bucle recorre los elementos del vector media y calcula el paso que debe tener cada minuto dividiendo la diferencia entre el valor al final de una hora y el valor comienzo de esa hora entre 60.

El segundo bucle calcula el valor en cada minuto como el valor al comienzo de la hora más el paso por la posición dentro de la hora. Este bucle al estar dentro del primero se realiza en cada iteración del primero. Cuando termina cada paso de cálculo del paso minutal, se va rellenado un vector declarado fuera del bucle.

Una vez han terminado los dos bucles, se termina de rellenar el vector generación con un vector de 60 ceros para lograr la longitud de 1440 minutos. Se puede rellenar ya que de las 23:00 a las 00:00 la irradiación es nula.


```
Generacion = [];  
for i = 1 : 23  
    Paso = (Media(i+1) - Media(i))/60;  
    for b = 1 : 60  
        Forma = Media(i) + (Paso*b);  
        Generacion = [Generacion,Forma];  
    end  
end  
fin = zeros(1,60);  
Generacion = [Generacion,fin];
```

Figura 16. Bucles vector generación escala minutil.

El resultado de este bloque es la curva de irradiación (W/m²) a lo largo del día en escala minutil mostrada en la Figura 17 . Se observa como los valores van aumentando desde que amanece hasta que anochece alcanzando su máximo sobre el mediodía.

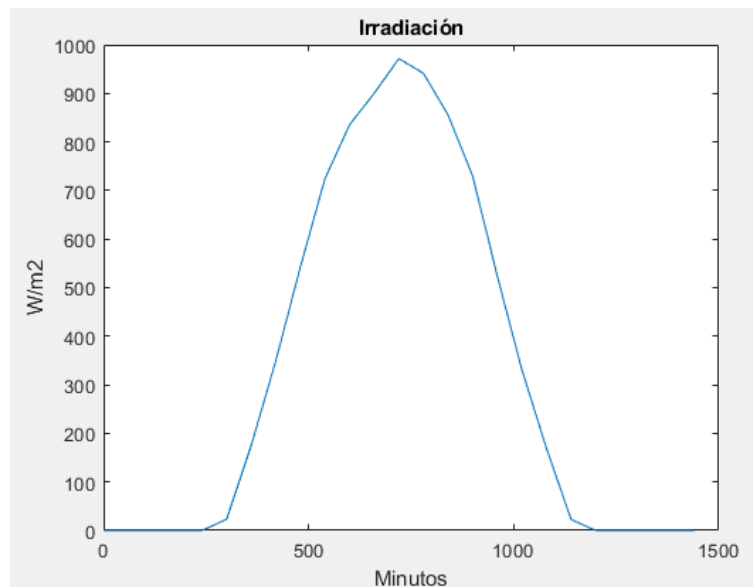


Figura 17. Curva de irradiación a lo largo del día.

4.2.3. Bloque 2. Distribución número vehículos al día.

El bloque 2 de la Figura 11 es el proceso de crear las curvas de potencia de carga rápida y moderada. Una vez creadas ambas curvas, se suman y se archivan en el fichero 'Curvas_minutal.csv'.

Este proceso se describe en la Figura 18 donde el primer paso es la elección del usuario del número de vehículos en carga rápida y en carga moderada en un día.

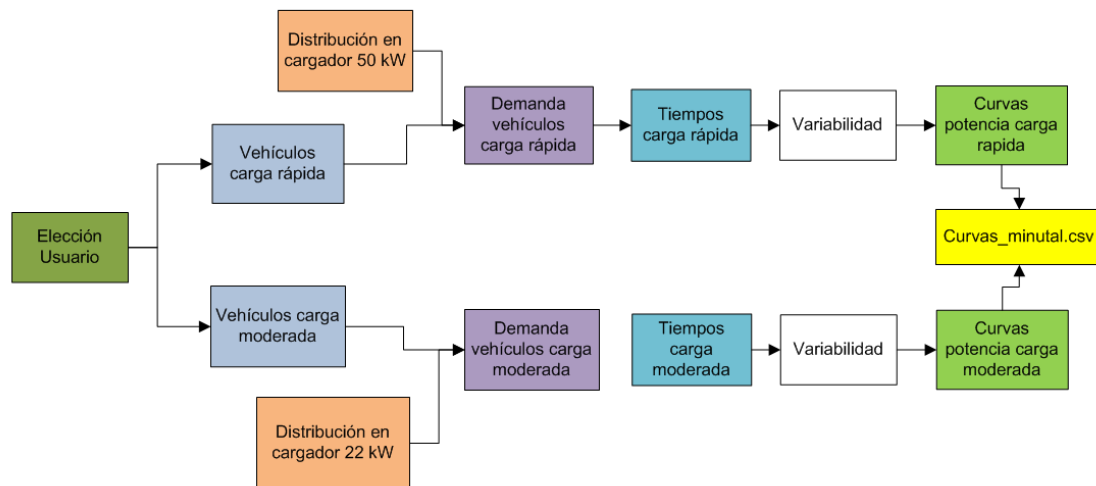


Figura 18. Distribución aleatoria de vehículos

Con el número de vehículos en cada tipo de recarga y con una distribución horaria de los vehículos que cargan a lo largo del día se calcula la distribución de vehículos a lo largo del día.

La distribución en escala horaria son porcentajes de cuantos vehículos llegan a una estación de recarga a lo largo del día. Este método da mucha flexibilidad al programa, ya que con cambiar las distribuciones esperadas de uso se pueden estudiar diferentes escenarios.

Estas distribuciones no son iguales para un área de descanso de una autopista o un centro comercial, al igual que no serán iguales en el centro de una ciudad que en un barrio de las afueras. Por ello esta herramienta es flexible a realizar estudios en cualquier localización solamente cambiando las distribuciones de llegada de vehículos.

En este estudio se necesitan dos distribuciones, una para carga rápida (50 kW) y otra para carga moderada (22 kW). Se utilizan las distribuciones mostradas en la Figura 19, las cuales son de dos cargadores reales proporcionadas por la web de cargadores 'Electromaps'. Las curvas se aproximan a las siguientes distribuciones:

Cargador de 50 kW = [0.4 0.3 0.7 0.8 0.9 1 2.2 2.8 4 5 5 6.8 7.6 4 5 7 8.5 12.5 13.5 4.5 3 2 1.5 1]
Cargador de 22 kW = [0.8 0 0 0 0 0.6 0.6 0.7 3 4 6 9 5.5 5 4 7.5 7 4.5 9 10.5 11 7.5 3 0.8]

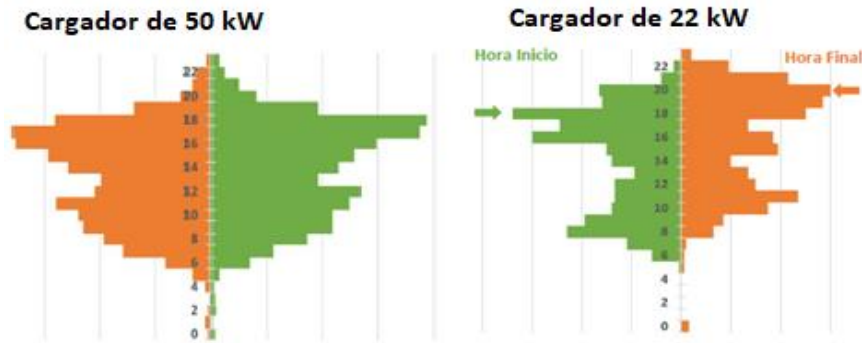


Figura 19. Distribución en dos cargadores reales.

Las curvas de cuantos vehículos hay en cada hora se calculan multiplicando los porcentajes por el total de vehículos en cada tipo de carga, como se muestra en la siguiente ecuación. El resultado es un vector de 24 valores con decimales, los cuales hay que aproximarlos a números enteros para poder utilizarlos.

$$Vehiculos(i) = Objetivo_{vehiculos} * \frac{Distribucion(i)}{100} \quad \forall i \in [1,24]$$

Para solucionar este problema, la primera opción es redondear al entero más cercano, aunque no es adecuada ya que no siempre la suma de todos los vehículos coincide con los vehículos que el usuario introduce para realizar el estudio.

Otra opción utilizada en este estudio se muestra en la Figura 20 (a partir de ahora se mostrara todo para la recarga rápida, pero la moderada es análoga). Primero se saca la parte decimal de cada número y se guarda en un vector de números decimales. Otro vector guarda las partes enteras de cada valor. En la variable 'Real_rap' se suman los valores del vector de números enteros, que representa el número de los vehículos que se cargan antes de la aproximación de los decimales.

El bucle principal hace que si la variable de vehículos hasta el momento es menor que el objetivo, se recorra el vector de las partes decimales tantas veces como la diferencia entre el objetivo y el real. En cada paso se busca el valor decimal más alto y su posición dentro del vector, después se coloca un 1 en la posición del máximo decimal en un nuevo vector relleno inicialmente de ceros.

```
Dec_rap = Vehiculos_rap - fix(Vehiculos_rap);
Demanda_rap = fix(Vehiculos_rap);
Real_rap = sum(Demanda_rap);
Ent_rap = zeros(1,24);
if Real_rap < Objetivo_rap
]   for p = 1:(Objetivo_rap - Real_rap)
        Maximo = max(Dec_rap);
        Pos_max = find(Dec_rap == Maximo);
        Ent_rap(Pos_max(1,1)) = 1;
        Dec_rap(Pos_max(1,1)) = 0;
    end
end
Demanda_rap = Ent_rap + Demanda_rap;
```

Figura 20. Curvas vehículos carga rápida.

En el vector de decimales se pone a 0 esa posición para que no vuelva a salir como máximo. Se elige el primer máximo que salga, ya que puede ser que en algún paso salgan dos valores máximos si ambos valores son iguales, por lo que en ese paso se hace el primero y en el siguiente paso se hace el otro máximo.

Por último se suman el vector de enteros y el vector creado a partir de los máximos. La suma de ese vector coincide con el objetivo de vehículos en cada tipo de carga.

El vector puede tener más de una recarga de vehículo en la misma hora, lo que indicaría que en la misma hora llega más de un vehículo a cargar. El número máximo de ese vector se asigna al número de cargadores necesarios, por lo que se hace un programa extensivo a distintas cantidades de cargadores y cualquier demanda de vehículos a lo largo del día.

Ese vector con más de una carga por hora es de difícil tratamiento posterior, por lo que se divide en diferentes vectores, cada uno correspondiente a un cargador. Este procedimiento se muestra en la Figura 21. Donde a partir del número de cargadores de cada tipo, se crean unas matrices rellenas de ceros, con una fila menos que el número de cargadores y de longitud 24.

Después se recorre el vector de distribución y si el número de vehículos en una hora es mayor que 1, se escribe en la primera fila de la matriz de ceros un 1 en la misma posición, y se le resta uno al vector de distribución. Esto se hace hasta que el valor máximo del vector de distribución sea 1, cambiando de fila de la matriz cada vez que recorre el vector de distribución.

Después se juntan en la misma matriz el vector de distribución y la nueva matriz de cada carga, dando como resultado una matriz con la distribución horario de vehículos en cada cargador. Esta matriz se conoce como 'dato_rap' y es la usada en el siguiente paso.

```
Cargadores_rap = max(Demanda_rap);
demanda_rap_ajustada=zeros(Cargadores_rap-1,24);
for m = 1 : 24
    for q = 1 : (Cargadores_rap-1)
        if Demanda_rap(m) > 1
            demanda_rap_ajustada(q,m) = 1;
            Demanda_rap(m) = Demanda_rap(m) - 1;
        end
    end
end
dato_rap=[demanda_rap_ajustada;Demanda_rap];
```

Figura 21. Número de cargadores rápidos

La Figura 22 resume el cálculo del tiempo de carga de cada vehículo. Para ello es necesario conocer el SOC de la batería a la llegada, el SOC al final de la carga y la capacidad de la batería.

Para ello se crean tres matrices de dimensiones = cargadores rápidos * 24, donde se recogen los datos aleatorios de cada vehículo. A continuación se muestran los márgenes de estos datos.

- **SOC inicial (%)** → números aleatorios entre 20 y 35.
- **SOC final (%)** → siempre 80.
- **Capacidad de la batería (kWh)** → números aleatorios entre 15 y 35.

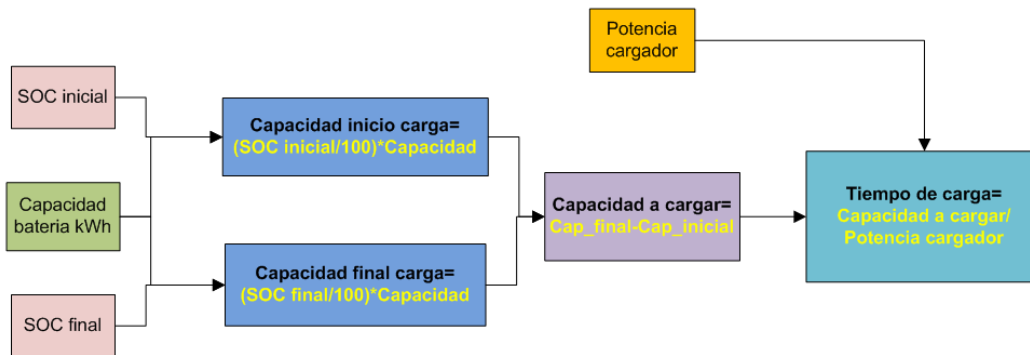


Figura 22. Cálculo del tiempo de carga.

Con esos datos se calcula el tiempo de carga como la capacidad a cargar entre la potencia del cargador. La capacidad a cargar se calcula como la diferencia entre la capacidad al comienzo y al final de la carga, donde estas capacidades se calculan como el SOC por la capacidad de la batería. Esto se hace elemento por elemento entre las matrices por lo que se crea otra matriz que almacena los valores del tiempo de carga.

A partir de esos tiempos se crea otra matriz que se rellena con los retrasos admisibles de cada carga. Se calculan números aleatorios entre 0 y el retraso máximo, que es 60 menos el tiempo de cada carga.

Tanto la matriz de tiempos como la de retrasos tienen todos sus elementos distintos de cero. Se eliminan los valores en los que no hay carga, para ello se lee la matriz de distribución de vehículos en cada cargador y en las posiciones en las que hay cero se eliminan los valores de la matriz de tiempos y de la matriz de retrasos.

Después se pasan a escala minutal leyendo la matriz de distribución de vehículos y si el valor es 1, se calculan dos tiempos, el primero sería el comienzo de la carga (la posición dentro de la matriz por 60 + el retraso de comienzo para calcular el minuto del día en que comienza) y el otro tiempo se calcula como el de comienzo más el tiempo de duración. Desde un tiempo a otro se pone valor 1 en una matriz de ceros. Esto da como resultado una matriz de tiempos en escala minutal que será la utilizada en el siguiente paso.

El siguiente paso es la lectura de esta matriz de tiempos, para ello se utiliza el código de la Figura 23. Para describir el código se hará mención a las líneas del código entre paréntesis en el siguiente párrafo.

Se recorren todas las filas de la matriz de tiempos (línea 1). Para cada fila se inicializan variables de dato anterior (2), de número de encendidos (3) y de duración (4). Después se empiezan a leer los valores de cada fila (5) y cuando se encuentre un valor de 1 (6) y el anterior

es 0 (7), lo que indica que se inicia una recarga, la variable número de encendidos incrementa uno su valor (8). La posición en la que se detecta el encendido se guarda en la matriz 'hora_encendido_rap' (9). Una vez detectado el encendido, se inicializa una variable de duración (10) que va incrementando su valor en 1 por cada paso que se da en el vector de tiempos (12) hasta que vuelve a cero el valor de la matriz de tiempos. La condición (14-16) se usa para que la duración de carga no se salga de la longitud del vector.

Por último, se pasa esa duración a la escala de tiempo en la que se trabaja (23), que en este caso no sería necesario ya que el paso de tiempo es de un minuto, pero está preparado para poder trabajar en otra escala (segundal, quinceminutal o horaria).

```

1 - for i_elemento = 1 : elementos_rap
2 -     dato_anterior=0;
3 -     n_encendidos_rap(i_elemento)=0;
4 -     duracion=0;
5 -     for i_hora=1:pasos_t
6 -         if datos_rap(i_elemento, i_hora) == 1
7 -             if dato_anterior==0
8 -                 n_encendidos_rap(i_elemento)= n_encendidos_rap(i_elemento) + 1;
9 -                 hora_encendido_rap(i_elemento,n_encendidos_rap(i_elemento))= t_rap(i_hora);
10 -                duracion = 0;
11 -            end
12 -            duracion = duracion + 1;
13 -            dato_anterior = 1;
14 -            if i_hora == pasos_t
15 -                duraciones_rap(i_elemento,n_encendidos_rap(i_elemento))=duracion;
16 -            end
17 -        elseif (dato_anterior == 1)&&(n_encendidos_rap(i_elemento) > 0)
18 -            duraciones_rap(i_elemento,n_encendidos_rap(i_elemento))=duracion;
19 -            dato_anterior=0; % Reseteo variable
20 -        end
21 -    end
22 -    dur_t_rap = duraciones_rap * dt;

```

Figura 23. Lectura de la matriz de tiempo de carga.

Como no se conoce la distribución exacta de vehículos que llegan a la estación de recarga ni el tiempo que van a durar las cargas, se utiliza un método de trabajo estadístico para dar más aleatoriedad al programa. En la Figura 24 se muestra el código para ello.

El método de Montecarlo, que permite calcular estadísticamente el valor final de una secuencia de sucesos no deterministas (sujetos a variabilidad). Al ejecutar varias veces los sucesos van variando aleatoriamente en función de la función estadística que los define, finalmente converge a una solución ideal. El objetivo es extraer conclusiones de un sistema real sin experimentar directamente sobre él [22].

Antes se han creado dos vectores de números aleatorios, uno que indica la desviación para el tiempo de carga de cada cargador y otro que indica la desviación para el tiempo de comienzo de la carga. Se han elegido los límites máximos en 3 para la carga rápida y en 4 para la carga moderada, ya que la carga moderada dura más tiempo. La desviación es una medida que cuantifica la variación o la dispersión de un conjunto de números, pero si en este caso se eligen valores más altos, puede llevar a errores.

Para todos los tiempos de encendido, si el valor de la desviación es cero (líneas 2-3), no cambia el tiempo. Pero si es diferente de cero (4), se calcula la probabilidad en los límites inferior y

superior (5-7) y a partir de esos valores con el comando 'unidrnd' se calcula un número aleatorio a partir de la distribución uniforme discreta, donde el valor entre paréntesis muestra el valor máximo. Este valor sirve para obtener una nueva probabilidad con el comando 'norminv' para calcular un nuevo tiempo de duración (9).

```

1  for encendido = 1:n_encendidos_rap(i_elemento)
2      if sigma_uso_rap((i_elemento))== 0
3          t_uso_rap = dur_t_rap(i_elemento,encendido);
4      else
5          P_uso=10000*normcdf(x, dur_t_rap(i_elemento,encendido), sigma_uso_rap(i_elemento));
6          P0_uso = ceil(P_uso(1));
7          P24_uso= floor(P_uso(2));
8          P_uso = (P0_uso+ unidrnd(P24_uso-P0_uso))/10000;
9          t_uso_rap = norminv(P_uso,dur_t_rap(i_elemento,encendido), sigma_uso_rap(i_elemento));
10     end

```

Figura 24. Aleatoriedad tiempo de carga.

La aleatoriedad de hora de encendido se realiza de manera análoga con el vector correspondiente de desviación.

Estos nuevos datos de horas de encendido y duración de la carga se escriben en dos matrices que serán utilizadas para crear las curvas de potencia de los dos tipos de cargadores.

La Figura 25 muestra varias curvas reales de diferentes duraciones y potencia de carga. A la izquierda se encuentran tres curvas reales de carga moderada y a la derecha tres de carga rápida. A partir de ellas se obtiene una forma aproximada para crear las curvas de potencia en el programa. La forma aproximada se aprecia en un recuadro negro en la propia figura.

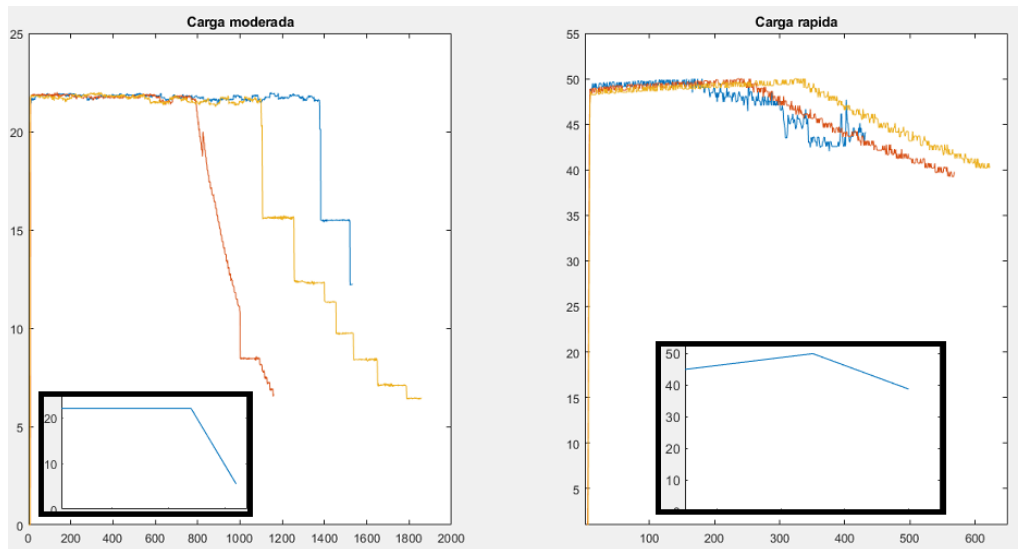


Figura 25. Curvas de carga moderada y rápida (fuente: Fundación Circe).

A continuación se describe los parámetros que definen ambas curvas:

- Carga moderada: 70 % de la duración, potencia constante a 22 kW y el otro 30 % con pendiente descendente hasta llegar a 8 kW.
- Carga rápida: 50 % del tiempo, potencia ascendente desde 47 hasta 50 kW y el otro 50 % del tiempo potencia descendente desde 50 hasta 40 kW.

Como resultado se obtiene las curvas mostradas en la Figura 26 (carga rápida) y la Figura 27 (carga moderada). En ambas figuras se puede observar la variabilidad en los tiempos de carga así como la forma variable comentada anteriormente.

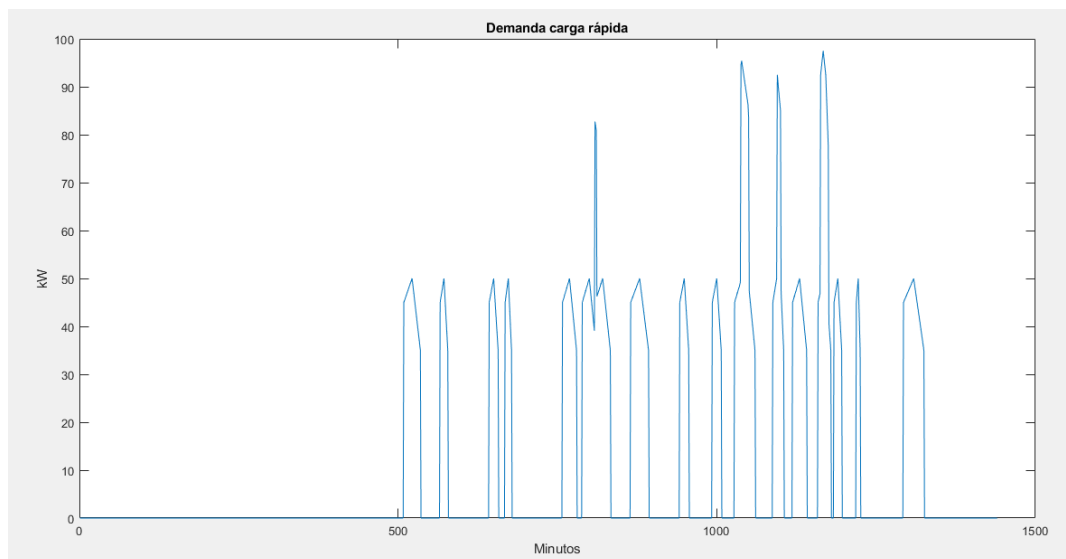


Figura 26. Curva de potencia de carga rápida para 20 vehículos.

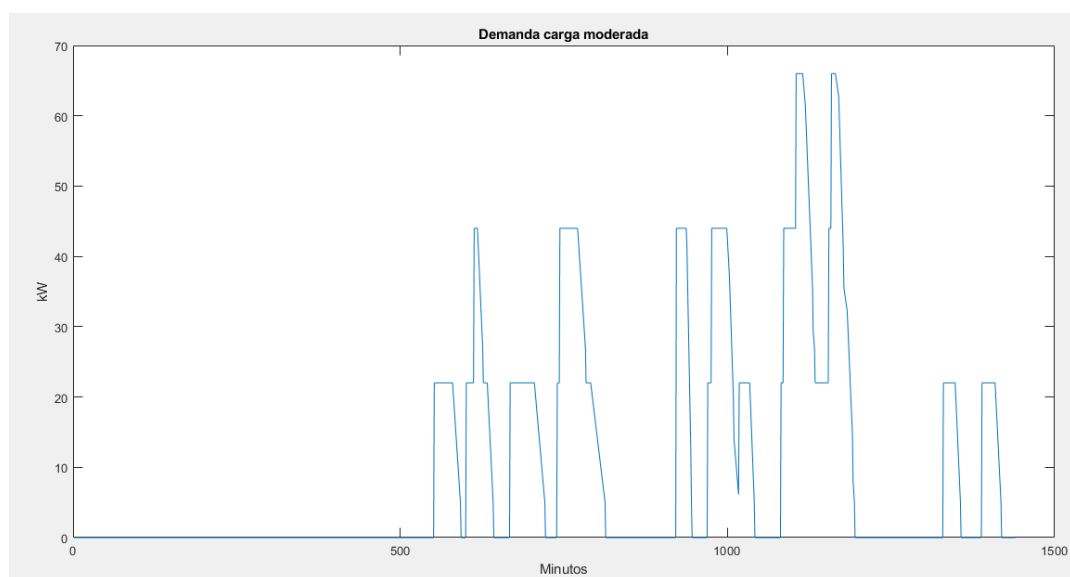


Figura 27. Curva de potencia de carga moderada para 20 vehículos

4.2.4. Bloque 3. Costes recarga, tarifas y venta a red

El bloque 3 mostrado en la Figura 11 consta de cinco pasos, descritos en la Figura 28:

- **Precio recarga rápida:** es el precio de cada kWh recargado al vehículo. El usuario debe elegir un valor, se recomienda entre 0.35 y 0.55 €/kWh. Estos valores se han elegido teniendo en cuenta precios de diferentes compañías, como se muestra en el capítulo 7.1.
- **Precio recarga moderada:** se recomienda un precio entre 0.2 y 0.4 €/kWh. También se muestran los precios de diferentes compañías en el capítulo 7.1.
- **Precio venta a la red:** se pide un porcentaje del precio de comprar energía a la red. Se recomienda un 60% del término de energía.
- **Término de potencia:** el usuario elige que tarifa (Tabla 3) quiere usar de las posibilidades proporcionadas descritas en el capítulo 4.1. De la tarifa elegida, la primera fila son los términos de potencia de los tres periodos (punta, valle y supervalle).
- **Término de energía:** de la tarifa elegida, la segunda fila son los términos de energía de los tres periodos. Este término se pasa a escala minutal multiplicando por las franjas horarias de cada periodo y después sumando los tres vectores, con lo que queda un vector de 1440 minutos con los tres precios de la compra de energía.

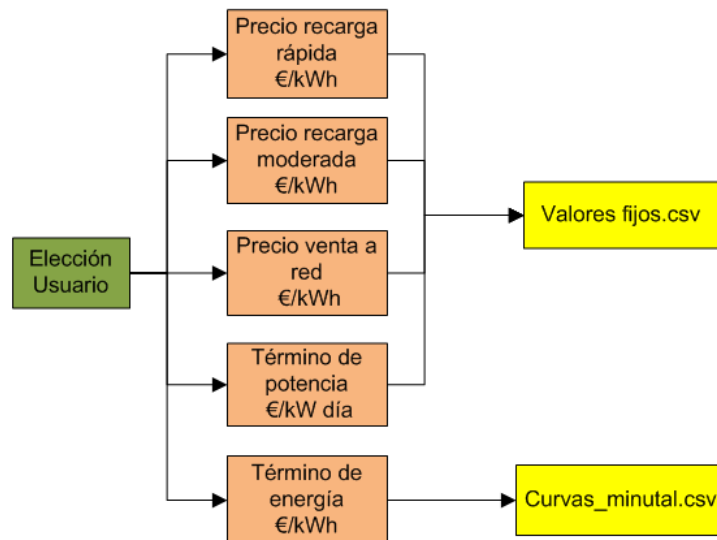


Figura 28. Precios y tarifas.

El resultado de este bloque son las variables fijas comentadas y la curva en escala minutal del precio de comprar energía a la red (€/kWh).

4.2.5. Bloque 4. Aparatos estación de recarga.

El bloque 4 mostrado en la Figura 11 lee los ficheros de 'Gen_distribuida.csv' y 'Equipos.csv' para asignar sus valores con los elegidos por el usuario. El usuario debe elegir un cargador de 50 kW entre las tres opciones (Tabla 4), un cargador de 22 kW entre las nueve opciones (Tabla 4), un panel solar entre las tres opciones (Tabla 6) y un tipo de batería entre las 3 opciones (Tabla 7). También debe elegir los precios de instalar los cargadores, los paneles y las baterías.

- Instalar los cargadores, se recomienda un valor de 50 €/kW.
- Instalar los paneles: el 39% de los costes de la instalación fotovoltaica corresponden a los paneles, el otro 61 % corresponde al resto de la instalación (Figura 7), por lo que a partir del €/kW calculado como el precio del panel seleccionado entre la potencia del panel, se divide al 50 % el coste de instalar los paneles, el 20% a instalar las baterías y el resto sería el coste de adquisición de las baterías. Se recomienda un valor entre 118 y 140€/kW de potencia fotovoltaica instalada según el panel elegido [20].
- Instalar las baterías, se recomienda un valor calculado como el 20% comentado anteriormente. Se recomienda un valor entre 47 y 56 €/kW de potencia de almacenamiento según la batería instalada.

Si el número que elige el usuario se sale de las opciones que tiene el programa, se muestra un mensaje de error como el de la Figura 15

Dentro de este bloque también se calcula la potencia máxima contratada a red como la suma de la potencia máxima de carga rápida más la potencia máxima de carga moderada. Este parámetro se utilizara en GAMS para establecer un límite.

Una vez que ha terminado los cuatro bloques del programa y ya tienen valores todas las variables, tanto las fijas como las dependientes del tiempo, se crean dos ficheros CSV que se usaran para la optimización en GAMS. El primero se llama 'Valores_fijos.csv' y el segundo 'Curvas_minutal.csv'.

Curvas_minutal.csv:

- | | |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| - Minutos que tiene un día (1440). | - Potencia de carga moderada |
| - dt: duración de cada paso. | - Irradiación en la ubicación elegida |
| - Potencia de carga rápida | - Precio energía en los tres periodos |

Valores_fijos.csv:

- | | |
|---|---|
| - Precio carga rápida (€/kWh) | - Precio de las baterías |
| - Precio carga moderada (€/kWh) | - Potencia panel (W) |
| - Precio venta energía a red (€/kWh) | - Precio panel |
| - Número de aparatos de carga rápida | - Superficie panel |
| - Número de aparatos de carga moderada | - Coste equipo carga rápida |
| - Coste de instalar los cargadores | - Coste equipo carga moderada |
| - Coste de instalar los paneles solares | - Precio periodo punta (€/kW día). |
| - Coste de instalar las baterías | - Precio periodo valle (€/kW día). |
| - Capacidad de las baterías (kWh). | - Precio periodo supervalle (€/kW día). |
| - Potencia máxima contratada a red (kW) | |

4.3. GAMS

La optimización que tiene lugar en GAMS [23] sigue el esquema mostrado en la Figura 29, el cual se comenta a continuación. La optimización es un método matemático para determinar los valores de algunas variables que interviene en un sistema para que el resultado sea lo mejor posible, maximizando o minimizando una función real. Se utiliza la programación lineal en la cual no hay términos no lineales o variables discretas, es decir variables binarias, términos cuadráticos...

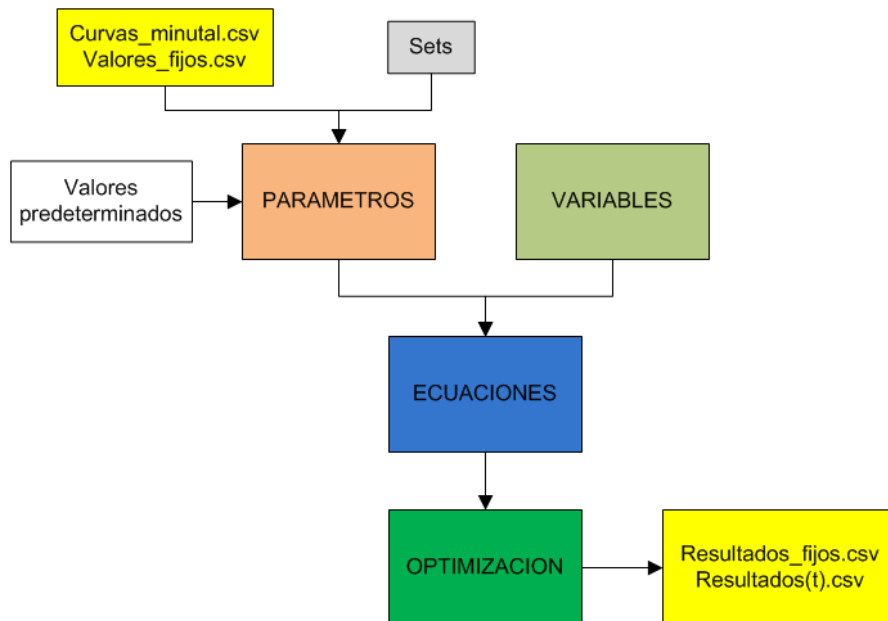


Figura 29. Diagrama GAMS.

Para leer los ficheros CSV creados en Matlab, hay que crear unos 'sets' o conjuntos que recorran los valores dentro de estas matrices.

- **t** con valores entre 0 y 1440: indica el número de filas del fichero Curvas_minutal.csv.
- **columna**: establece los nombres de las columnas en el fichero Valores_fijos.csv.
- **fijos**: establece los nombres de las columnas en el fichero Curvas_minutal.csv.

La lectura de los archivos CSV se hace creando una tabla con las mismas dimensiones e introduciendo en ella los valores de este con los comando '\$ondelim' y '\$offdelim' como se observa en la Figura 30.

Luego hay que crear un parámetro que permita la lectura de los valores y asociarlo a la tabla que contiene los valores del archivo CSV.

Para el otro archivo CSV se procede de forma análoga cambiando a los conjuntos 'c' y 'fijos'

```
table Curvas_minutal(t,columna)
$ondelim
$include Curvas_minutal.csv
$offdelim ;

parameter
Curvas(t,columna)
;
Curvas(t,columna) = Curvas_minutal(t,columna);
```

Figura 30. Lectura del fichero Curvas_minutal.csv

Cuando se leen los CSV y se declaran los parámetros, hay que asignarle valores. Para ello se utilizan las líneas mostradas en la Figura 31. La primera línea asigna una variable en función del tiempo y de la columna de precio de la energía. La segunda línea asigna el valor ubicado en la fila 1 y la columna de cargadores rápidos al parámetro 'Cargadores_rap'.

```
Precio_ene(t) = Curvas(t,'P_E_red_C') ;
Cargadores_rap = Var_fijas('1','Cargadores_rap');
```

Figura 31. Asignación de parámetros de los CSV.

Además de los parámetros leídos de los ficheros CSV descritos en el capítulo 4.2 hay que crear otros parámetros fijos, los cuales se muestra a continuación

- SOC (state of Charge) mínimo del almacenamiento = 0.3 (30%).
- SOC inicial almacenamiento = 0.5 (50%).
- Potencia máxima de fotovoltaica = 100 kW.
- Potencia máxima de almacenamiento = 50 kW.
- Capacidad máxima de baterías = 50 kWh
- Perdidas de las baterías al cargar = 0.95.
- Perdidas de las baterías al descargar = 0.95.

El siguiente paso es declarar las variables, las cuales pueden ser en función del tiempo o valores únicos. En este programa se utilizan las variables mostradas en la Figura 32. Algunas de estas variables se declaran como positivas, para que no tomen valores negativos a lo largo de la optimización. Las variables positivas se muestran con un punto rojo en la Figura 32.

El significado de cada variable también se describe en la figura. Se explican las variables de flujo de potencia, ya que algunos elementos puede haber dos direcciones de la energía.

Del generador renovable solo puede salir energía, por lo que con el convenio de signo mostrado en la Figura 9, se declara como positiva en el sentido saliente.

El sentido de los cargadores es único, solo puede consumir por lo que ese sentido es positivo.

El sentido en las baterías puede ser positivo cuando se descarga y negativo en la carga, según el convenio de signo. En la red también puede llevar los dos sentido, siendo positivo cuando se consume de la red y negativo cuando se vierte energía a red.

VARIABLES

```
* Función objetivo
cost                               Coste total

* Costes
Comp_potencia                     Coste por la potencia contratada de red ●
Comp_energia                      Coste por la energía comprada de red ●
Ingr_red                          Ingresos venta energía a red ●
Ingr_VE                           Ingresos por recargar los VE ●
E_VE_rap                          Ingresos por recarga rápida ●
E_VE_mod                          Ingresos por recarga moderada ●
C_equipos_Rap                     Coste de los equipos de 50 kW ●
C_equipos_Mod                     Coste de los equipos de 22 kW ●
C_baterias                        Coste de adquisición de las baterías ●
C_paneles                         Coste de adquisición de los paneles ●
Sup_paneles                       Superficie de paneles solares (metros^2) ●
num_paneles                       Número necesario de paneles ●
num_baterias                      Número necesario de baterías ●
P_VE(t)                           Potencia necesaria para la recarga ●

* Generador renovable, solo puede salir energía
P_gen(t)                          Potencia activa que sale de generador renovable ●
P_gen_v                           Potencia instalada de generador renovable ●

* Conexion a red, puede entrar y salir energía
P_red(t)                          Potencia activa en el punto de conexion a red
P_consumo(t)                      Flujo de potencia desde red (compra red) ●
P_venta(t)                        Flujo de potencia hacia red (venta red) ●
P_red_v                            Potencia contratada de red ●

* Almacenamiento, puede salir y entrar energía
P_alm(t)                          Potencia activa baterías
Carga_bat(t)                      Potencia que entra a las baterías ●
Descarga_bat(t)                  Potencia que sale de las baterías ●
P_alm_v                            Potencia instalada de almacenamiento ●
SOC(t)                            Estado de carga de las baterías ●
Cap_bat                           Capacidad de baterías ●
```

Variables declaradas
positiva - punto rojo

Figura 32 Variables utilizada en GAMS

Después se declaran los nombres de las ecuaciones y se escriben las ecuaciones para calcular las variables a partir de los parámetros y otras variables. A continuación se describen estas ecuaciones.

- **Función objetivo:** se utiliza en la optimización para buscar el mejor resultado. Se busca minimizar costes.

$$\begin{aligned}
 'cost' = & C_{potencia} + C_{energia} + C_{equ\ rap} + C_{equi\ mod} + \frac{Instalacion_{cargadores} * P_{car}}{365 * 10} + \\
 & \frac{Instalacion_{paneles} * Pot_{FV}}{365 * 10} + \frac{Instalacion_{baterias} * Pot_{alm}}{365 * 10} - Ingr_{recarga} - Ingr_{venta}
 \end{aligned}$$

- **Costes equipos carga rápida:** se calcula como el número de cargadores rápidos necesarios por el precio de cada unidad.

- **Costes equipos carga moderada:** se calcula como el número de cargadores moderados necesarios por el precio de cada unidad.
- **Costes de baterías:** se calcula como el número necesario de baterías por el precio de cada unidad.
- **Costes de los paneles:** se calcula como el número necesario de paneles por el precio de cada unidad.

Estas ecuaciones de costes se dividen por (365*10) para pasar los costes a valores diarios, con un tiempo de amortización de 10 años, ya que para entonces se considera que habrá que cambiar la tecnología. Los costes de instalación también por ello.

- **Ingresos recarga vehículo eléctrico:** es la suma de los ingresos por carga rápida y moderada. Los cuales se calculan como la energía por el precio de carga (€/kWh) en cada tipo de recarga. La energía se calcula como la potencia por el paso temporal. La Figura 33 muestra las ecuaciones al detalle.

```
Ingresos_VE..      Ingr_VE == E_VE_rap + E_VE_mod ;
Ing_rap..          E_VE_rap == sum(t, Pot_Rap(t) * Pre_carga_rap * dt(t));
Ing_mod..          E_VE_mod == sum(t, Pot_Mod(t) * Pre_carga_mod * dt(t));
```

Figura 33. Cálculo de los ingresos por recarga de vehículos.

- **Ingresos venta a red:** se calcula de manera análoga a los ingresos por recarga de vehículo eléctrico, pero cambiando la potencia de los cargadores por la potencia vertida a red, declarada como 'P_venta (t)'.
- **Costes consumo de red:** se calcula con la variable 'P_consumo (t)' de la misma manera que los ingresos de venta. Se multiplican por 1.21 y por 1.05127 que son el IVA y el impuesto sobre la electricidad descritos en el capítulo 7.1.
- **Costes por potencia contratada:** considerando la misma potencia contratada en los tres periodos, se calcula multiplicando el precio del término de potencia por el porcentaje del tiempo de cada periodo por la potencia contratada, descritos en el capítulo 7.1. Este coste tiene unidades de €/día. Se multiplican por 1.21 y por 1.05127 que son el IVA y el impuesto sobre la electricidad descritos en el capítulo 7.1.

$$C_p = Pot_{contratada} * [(0.167 * Pre P1) + (0.5 * Pre P2) + 0.333 * Pre P3)] * 1.21 * 1.05127$$

- **Balance en cargadores:** la potencia de los cargadores es la suma de la potencia en cargadores rápidos más la potencia en cargadores moderados.
- **Balance en el almacenamiento:** se calcula la potencia en baterías como la que entra menos la que sale. Estas dos últimas están declaradas como positivas, por lo que el convenio de signos utilizado en la ecuación indica que la descarga es positiva y la carga negativa. Después se calcula una variable fija que sea mayor que la potencia en cada instante, por lo que esa variable es la potencia a instalar de almacenamiento.

$$P_{alm}(t) = Descarga\ bateria - Carga\ bateria(t)$$

El número de baterías se calcula como la capacidad total de las baterías entre la capacidad de una batería.

- **Balance en generador renovable:** en este caso la potencia es la irradiación en la ubicación por la superficie instalada de paneles. El valor de 0.8 es el “Performance Ratio” que indica la producción de un sistema real frente a un sistema fotovoltaico ideal. Se divide para mil para pasarlo a kW.

$$P_{gen}(t) = (Superficie\ paneles(m2) * Irradiacion(\frac{W}{m2}) * 0.8) / 1000$$

El número necesario de paneles se calcula como la superficie de paneles a instalar entre la superficie de cada panel.

- **Balance en la red:** se calcula la variable de potencia global en red como la potencia de consumo menos la de venta, por lo que el sentido del consumo es positivo y la venta negativo, según el convenio de signo usado.

$$P_{red}(t) = Potencia\ consumo(t) - Potencia\ venta(t)$$

- **Balance global:** la potencia en el cargador en cada instante es igual a la potencia en la red más la potencia en el generador renovable más la potencia de almacenamiento.

$$P_{VE}(t) = P_{red}(t) + P_{alm}(t) + P_{gen}(t)$$

La potencia máxima de cada nudo se calcula igualando una variable fija a la variable dependiente del tiempo, con lo que guarda el mayor valor. En las variables de almacenamiento y red se hace tanto positivo como negativo, ya que sino solo limitas un sentido.

También hay que modelar el modelo de almacenamiento, con el cual se puede saber la energía almacenada a lo largo del día en las baterías. El proceso se muestra en la Figura 34.

Primero se inicializa el set con el comando ‘\$offOrder’ para poder utilizar el comando ‘ord(t)’, que se usa para asignar la posición dentro del vector. Por ello la variable temporal del SOC en el inicio se iguala a la capacidad de la batería por el SOC inicial, el cual es fijo e igual al 30%. La carga y descarga de la batería en el instante inicial se igualan a cero. Para todo instante mayor que cero, se utiliza la última ecuación de la Figura 34. Esta ecuación describe el SOC para todo instante de tiempo como el SOC en el instante anterior más la energía cargada a la batería con las pérdidas menos la energía descargada de la batería también con las pérdidas.

```

** Inicializamos el set
$offOrder
** Inicialización de Variables del almacenamiento:
SOC_ini(t)$(ord(t) eq 1).. SOC(t) =e= Cap_bat * SOC_inicial;
Carga_ini(t)$(ord(t) eq 1).. Carga_bat(t) =e= 0;
Descarga_ini(t)$(ord(t) eq 1).. Descarga_bat(t) =e= 0;
Venta_ini(t)$(ord(t) eq 1).. P_venta(t) =e= 0;
*Consumo_ini(t)$(ord(t) eq 1).. P_consumo(t) =e= 0;

** Definición SOC
SOC_dia(t)$(ord(t) gt 1).. SOC(t) =e= SOC(t-1)
                                + Carga_bat(t)*perd_bat_car*dt(t)
                                - Descarga_bat(t)*perd_bat_des * dt(t);

```

Figura 34. Modelo de almacenamiento.

Las últimas ecuaciones del programa son las restricciones, las que indican que las potencias (red, almacenamiento, renovable) en todo instante deben ser menor que sus potencias máximas, parámetros fijos del programa. También está limitado el SOC de la batería, por encima que no sobrepase la capacidad de la batería y por debajo que no sea menor que la capacidad por el SOC mínimo (30 %).

Una vez terminado el apartado de ecuaciones, se crea el modelo que debe resolver el programa. La Figura 35 muestra los comandos para resolver la optimización.

Se crea un modelo, en este caso llamado TFG2 que reúne todas las ecuaciones del programa. Después se resuelve el modelo mediante optimización lineal minimizando la variable 'cost' en la función objetivo como se muestra en la segunda línea.

```
Model TFG2 /all/;  
  
Solve TFG2 USING LP MINIMIZING cost;
```

Figura 35. Líneas para resolver el programa.

Una vez resuelto el problema, se crean dos ficheros CSV que recopilan los datos de interés que después serán interpretados en Excel. El primer fichero recopila los datos fijos y el segundo los datos variables con el tiempo.

Resultados_fijos.csv:

- | | |
|---|-----------------------------------|
| - Beneficio | - Coste baterías instaladas |
| - Coste termino de potencia | - Coste paneles instalados |
| - Coste energía consumida | - Potencia instalada fotovoltaica |
| - Ingresos por venta energía a red | - Potencia contratada de red |
| - Ingresos por recarga de los vehículos | - Potencia de baterías |
| - Coste de los cargadores rápidos | - Capacidad de baterías |
| - Coste de los cargadores moderados | |

Resultados (t).csv:

- | | |
|-------------------------------------|----------------------------|
| - Potencia cargadores | - Potencia en las baterías |
| - Potencia fotovoltaica | - SOC de las baterías |
| - Potencia intercambiada con la red | - Carga de las baterías |
| - Potencia consumida de la red | - Descarga de las baterías |
| - Potencia vertida a la red | |

5. RESULTADOS

Una vez terminado el programa, se han realizado varios ensayos modificando diferentes parámetros de los elegidos por el usuario para ver la dependencia de ellos. A continuación, se muestran los resultados de los cuatro casos de estudio, los cuales se leen en Excel de los ficheros de resultados fijos.

Caso 1: variando el número de vehículos a lo largo del 20 de Junio (día de verano) en Zaragoza. Los valores de costes de batería, paneles, cargadores y de la instalación son los mismos en los 4 casos. Los resultados fijos se muestran en la Tabla 8.

- Ensayo 1: 8 vehículos carga rápida y 6 carga moderada.
- Ensayo 2: 11 vehículos carga rápida y 11 carga moderada.
- Ensayo 3: 15 vehículos carga rápida y 18 carga moderada.
- Ensayo 4: 25 vehículos carga rápida y 25 carga moderada.

	Ensayo 1	Ensayo 2	Ensayo 3	Ensayo 4
P_VE (kW)	94	94	151	207.5
P_red (kW)	78.35	72.1	69.6	107.94
P_FV (kW)	100	100	100	100
P_bat (kW)	36.49	32.11	48.82	50
Coste (€/día)	-75.25	-100.23	-151	-199.28
Coste TP (€/día)	6.67	6.14	5.93	9.19
Coste TE (€/día)	1.89	4.12	15.3	29.05
Ingresos venta (€/día)	38.12	32.72	30.45	24.35
Ingresos carga (€/día)	61.47	101.39	167.54	255.54
Coste cargadores rápidos (€/día)	7.91 (1)	15.81 (2)	15.81 (3)	31.63 (4)
Coste cargadores moderados (€/día)	2.21 (2)	2.21 (2)	3.32 (3)	3.32 (3)

Tabla 8. Resultados caso 1.

La primera fila muestra la potencia máxima necesaria en los cargadores. En el primer ensayo coincide con la potencia de todos los cargadores instalados, uno rápido y dos moderados, lo que muestra que cargan tres vehículos a la vez con la potencia máxima de cada cargador. En los otros tres casos la potencia máxima en los cargadores es menor que la suma de todos los cargadores instalados, lo que muestra que no se da la carga simultánea en todos los cargadores.

La segunda fila muestra la potencia contratada de red y como en los cuatro casos es menor que la necesaria en la carga, por lo que las herramientas consiguen disminuir el impacto en la red con la generación y almacenamiento distribuidos.

La tercera y cuarta columna muestran los valores de generación y almacenamiento distribuido. En los cuatro casos se instalan 100 kW de paneles fotovoltaicos y 50 kWh de baterías, valores límites establecidos en el GAMS para este estudio, en un caso real dependerían del espacio disponible así como de la inversión inicial dispuesta a realizar. La potencia máxima en las

baterías aumenta cuanto más alta es la potencia en los cargadores porque también hay más diferencia entre la potencia de los cargadores y la de red, la cual debe ser cubierta por las baterías.

La quinta fila muestra los costes en (€/día) y como la función objetivo es minimizar costes, se busca que salgan valores negativos, lo que indica que los ingresos son mayores que los costes. Todos los valores mostrados son negativos, por lo que en todos los ensayos se producen beneficios.

Los costes del término de potencia y término de energía son menores que los ingresos por venta a red ya que la instalación fotovoltaica y las baterías venden energía a la red en muchos momentos del día cuando no hay recarga. Los ingresos por recarga forman la gran parte de los costes, que como son ingresos son negativos. Los ensayos se han realizado con un precio de recarga de 0.45 €/kWh y 0.3 €/kWh. Aumentando esos valores se obtendrían más beneficios antes de impuestos y en caso de mucha competencia se pueden ajustar los precios de recarga para hacer la electrolinera más competitiva, lo que atraería a los consumidores por el ahorro en la recarga.

Como era de esperar, cuántos más vehículos van a cargar a lo largo del día, los beneficios son mayores aunque haya que instalar más cargadores y contratar más potencia, los ingresos por recarga son mayores. Los ingresos por venta a red son menores conforme aumenta el número de vehículos al día ya que hay más momentos de carga de vehículo y no se puede vender a red.

Caso 2: variando el número de vehículos a lo largo del 15 de Noviembre (día de invierno) en Zaragoza. Los valores de costes de batería, paneles, cargadores y de la instalación son los mismos en los 4 casos. Los resultados fijos se muestran en la Tabla 9.

- Ensayo 5: 8 vehículos carga rápida y 6 carga moderada
- Ensayo 6: 11 vehículos carga rápida y 11 carga moderada
- Ensayo 7: 15 vehículos carga rápida y 18 carga moderada
- Ensayo 8: 25 vehículos carga rápida y 25 carga moderada

	Ensayo 5	Ensayo 6	Ensayo 7	Ensayo 8
P_VE (kW)	94	140.75	163	196.5
P_red (kW)	65.44	90.75	97.67	146.75
P_FV (kW)	100	100	100	100
P_bat (kW)	34.56	50	50	50
Coste (€/día)	-67.62	-81.07	-119.54	-162
Coste TP (€/día)	5.67	7.73	8.32	12.5
Coste TE (€/día)	9.3	12.88	21.83	40.88
Ingresos venta(€/día)	24.16	22.03	17.38	15.04
Ingresos carga (€/día)	74.1	104.19	158.6	242.57
Coste cargadores rápidos (€/día)	7.91 (1)	15.81 (2)	15.81 (2)	31.63 (3)
Coste cargadores moderados (€/día)	2.21 (2)	2.21 (2)	3.32 (3)	3.32 (3)

Tabla 9. Resultados caso 2.

Los casos 1 y 2 son comparables ya que entre ambos solo cambia el tipo de día. En el primer ensayo del caso 2 la potencia contratada a red es menor que en el caso 1, pero en el resto de ensayos es mayor. Esto se debe a que las cargas que se dan a última hora de la tarde, la distribución comentada en el capítulo 4.2.3 tiene allí su mayor probabilidad de carga, no cuentan con generación fotovoltaica, mientras que en el día de verano en parte si, por lo que toda la potencia que reduce la potencia consumida de red viene de las baterías, hasta que se descargan.

Los beneficios son menores en los cuatro casos debido a las menos horas de generación fotovoltaica. Entonces tiene que absorber más energía de la red para cargar lo que hace que el término de energía aumente y los ingresos por venta de energía a red disminuyan.

En todos los ensayos se producen los ficheros de resultados variables con el tiempo, los cuales se pueden leer con Excel y sacar conclusiones. En ellos se obtienen las curvas de potencia y SOC que modelan el comportamiento de la electrolinera a lo largo del día. Todos los ensayos salen de forma similar, por lo que a continuación se va a describir uno de ellos.

En la Figura 36 se muestra la distribución de potencia (kW) y el SOC de la batería (kWh) a lo largo del día del ensayo 5. En ella se dibuja la potencia de los cargadores, la potencia de red, la potencia de la instalación fotovoltaica y la potencia en las baterías. En un eje secundario se dibuja el SOC de la batería, el cual tiene un límite inferior del 30 % y el SOC inicial es del 50 %. Como la batería instalada es de 50 kWh, el SOC mínimo es 15 kWh, el inicial 25 kWh y el máximo 50 kWh.

La curva azul es la generación fotovoltaica, la cual tiene el máximo en 100 kW en la hora de mayor irradiación ya que esa es la potencia de los paneles instalados. La curva roja muestra la potencia en las cargas de los vehículos distribuidas concentradas en la mañana y hacia el final de la tarde como las distribuciones comentadas en el capítulo 4.2.3.

La curva verde muestra la potencia de la red, positiva cuando se consume de la red y negativa cuando se vierte a red. En los momentos de mayor producción fotovoltaica la mayoría de la energía se vende a la red ya que las recargas se pueden satisfacer con las baterías.

La curva amarilla muestra el SOC de la batería a lo largo del día. Este empieza en 25 kWh y sigue así hasta que empieza a haber producción fotovoltaica, entonces la batería empieza a cargarse. Cuando empieza a descargarse antes de llegar al máximo es porque sale más rentable vender la energía a la red ya que se cambia de periodo supervalle a periodo valle. Se descarga hasta llegar al mínimo y empieza a cargarse de nuevo hasta que comienza la primera carga.

La primera carga obtiene toda la potencia de las baterías y de la generación fotovoltaica, ya que la potencia de red no varía y sigue vendiendo. Destacar que el SOC de la batería aumenta cuando la potencia es negativa y el SOC disminuye cuando la potencia es positiva, ya que la descarga tiene potencia positiva y la carga potencia negativa según el convenio de signos descrito en el capítulo 3.

La batería sigue cargando y descargándose cuando hay cargas hasta el máximo en el minuto 750. A partir del minuto 860 se observa que hay un periodo donde no hay cargas, por lo que se sigue vendiendo la energía a red, ya que el precio de venta de energía corresponde al periodo punta, y cargando las baterías hasta el máximo. Sobre el minuto 1000 se termina la generación fotovoltaica y comienza una carga, la cual se hace descargando la batería y consumiendo un poco de la red. Después como no hay generación fotovoltaica se cargan las baterías con la red.

Sobre el minuto 1162 comienza un periodo de carga donde se dan una carga rápida y dos moderados a la vez, ya que la potencia del cargador máxima se observa que es 94kW (50 kW del cargador rápido y 44kW de los dos cargadores moderados). Pero en ese caso la potencia de red llega hasta los 65 kW, que es la potencia contratada a red, por lo que se muestra la reducción del impacto en la red consiguiendo casi 30 kW menos.

Al final del día, se descarga la batería hasta el SOC mínimo cuando recarga el último vehículo y no hay ninguna fuente de generación que las vuelva a cargar.

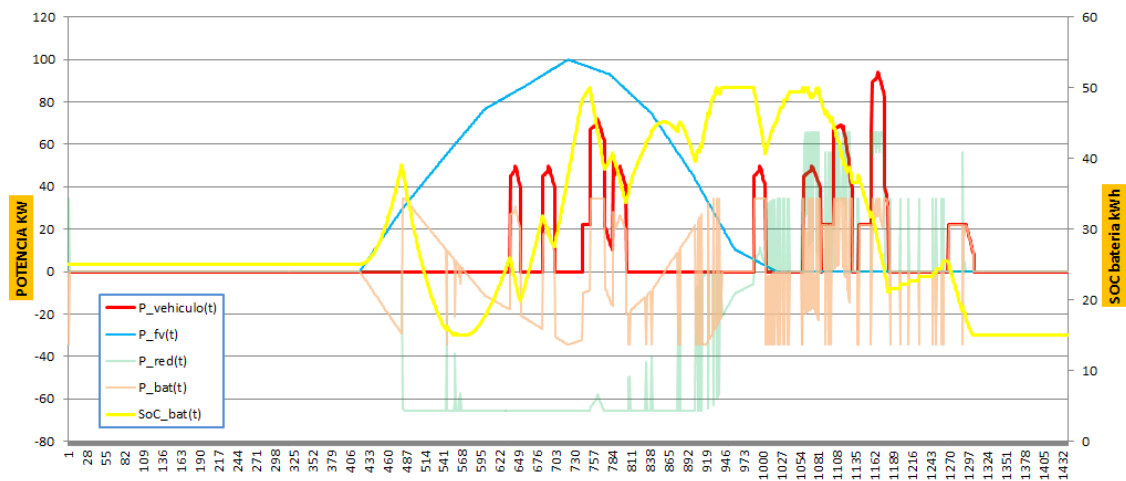


Figura 36. Distribución de potencia y SOC batería a lo largo del día.

Caso 3: variando los precios de recarga rápida y moderada en Zaragoza el 15 de Agosto. Llegan 10 vehículos de carga rápida y 8 de carga moderada. Los resultados fijos se muestran en la Tabla 10.

- Ensayo 9: precio de 0.35 €/kWh carga rápida y 0.2 €/kWh carga moderada.
- Ensayo 10: precio de 0.45 €/kWh carga rápida y 0.3 €/kWh carga moderada.
- Ensayo 5: precio de 0.55 €/kWh carga rápida y 0.4 €/kWh carga moderada.

Los beneficios aumentan conforme aumentan los precios de la recarga, ya que se producen más ingresos por la recarga del vehículo. El resto de valores son similares, aunque no iguales debido a la aleatoriedad del programa no todas las cargas duran lo mismo, por lo que puede que en algún caso haya más tiempo total de carga.

El ensayo 9 tiene la mayor potencia de red y la mayor potencia de descarga de baterías, aunque ambas no se dan a la vez, ya que la mayor potencia de red se da en una carga donde la

batería está casi descargada y la máxima potencia de almacenamiento se da en otra carga que está cargada al completo y entrega energía a los cargadores y así disminuye la potencia necesaria de red.

	Ensayo 9	Ensayo 10	Ensayo 11
P_VE (kW)	94	94	94
P_red (kW)	78.48	72.62	76.82
P_FV (kW)	100	100	100
P_bat (kW)	37.06	27.38	25.14
Coste (€/día)	-62.59	-92.34	-112.63
Coste TP (€/día)	6.68	6.18	6.54
Coste TE (€/día)	3.61	5.01	5.87
Ingresos venta (€/día)	34.83	33.73	34.09
Ingresos carga (€/día)	53.49	85.25	106.36
Coste cargadores rápidos (€/día)	7.91 (1)	7.91 (1)	7.91 (1)
Coste cargadores moderados (€/día)	2 (2)	2 (2)	2 (2)

Tabla 10. Resultados caso 3.

Caso 4: tres ensayos el día 15 de Mayo con 10 vehículos rápidos y 10 vehículos moderados en Zaragoza, Madrid y Sevilla con un precio de recarga de 0.45 €/kWh y 0.35 €/kWh. Los equipos de carga, los paneles y las baterías y los costes de instalación en función de la potencia son los mismos en los tres casos. Los resultados fijos se muestran en la Tabla 11.

	Ensayo 12	Ensayo 13	Ensayo 14
P_VE (kW)	94	94	94
P_red (kW)	71.43	71.09	68.2
P_FV (kW)	100	100	100
P_bat (kW)	31.5	33.76	31.8
Coste (€/día)	-102.89	-107.11	-102.28
Coste TP (€/día)	6.08	6.05	5.81
Coste TE (€/día)	4.7	3.86	4.81
Ingresos venta (€/día)	34.01	33.62	33.48
Ingresos carga (€/día)	95.32	99.08	95.08

Tabla 11. Resultados caso 4.

La ubicación de la electrolinera en diferentes ubicaciones es importante para lograr mayores o menores beneficios, ya que cambia la forma de la curva de generación fotovoltaica, la potencia máxima es 100 kW en los tres casos pero puede ser más ancha en unos casos que otra.

Los resultados muestran que en Madrid se da el mayor beneficio. Aunque era de esperar que la mejor ubicación de las tres fuera Sevilla, el día 15 de Mayo la media de todos los datos que se disponen de PVGIS muestra que en Madrid se da más irradiación para ese día.

6. CONCLUSIONES

El vehículo eléctrico puede ser una de las soluciones al problema medioambiental que afecta hoy en día al planeta. La implantación del vehículo eléctrico es creciente, así como la infraestructura de carga en todos los países. El tamaño de la infraestructura de carga puede provocar problemas en la red, en este trabajo se han propuesto algunas soluciones.

Las conclusiones a las que se llega mediante la realización de este TFG son las siguientes:

1. Estas herramientas de desarrollo óptimo de instalaciones de recarga han demostrado que con generación y almacenamiento distribuidos se puede reducir el impacto en la red y un rendimiento económico elevado. En todos los ensayos realizados se ha conseguido una potencia de conexión a red menor que la necesaria en los cargadores.
2. Las electrolineras propuestas en los diferentes ensayos producen un rendimiento económico. Haciendo una simplificación general con el ensayo 2, que tiene unos 100 €/día de ingresos y calculando para los 10 años que se han considerado de vida útil de los cargadores, se producirían unos ingresos antes de impuestos de 365000€. Con la tendencia creciente de vehículos en España, los vehículos a lo largo del día con el paso de los años deberían ir aumentando, produciendo mayores beneficios.
3. La recarga rápida permite al usuario cargar el vehículo en menos tiempo, además produce mayores beneficios para el gestor en la electrolinera. Con las medidas adecuadas de control del impacto en la red, pueden convertirse en pilar fundamental en la implantación del vehículo eléctrico como modelo de transporte.
4. La generación y almacenamiento distribuidos propuestos en este trabajo estaban limitados por razones de tamaño. Si no se limita puede reducir aún más el impacto, pero el espacio necesario para instalar los paneles fotovoltaicos es muy grande. La superficie resultante de paneles se puede instalar en el tejado de cualquier parking o edificio en los que se coloquen los cargadores.
5. Los costes de recarga es un variable que permite varios escenarios, desde algunos con un valor bajo que produzca poco beneficio hasta otros mayores que produzcan mayores beneficios. El principal problema es que instalaciones que no tengan estrategias que reduzcan el impacto en la red pueden ofrecer menores precios ya que no tienen que amortizar los costes de adquisición de paneles y baterías.

A lo largo de la elaboración de este documento la mayor dificultad ha sido encontrar información real sobre los vehículos que llegan a las electrolineras y las potencias con las que trabajan.

Como futuros proyectos se aconseja una mejora de la interfaz de interacción con el usuario, la cual sea de manera más automática. Otro aspecto a desarrollar es el cálculo anual en vez del cálculo para un día, el cual permitiría incorporar parámetros de envejecimiento de equipos, mayor integración del vehículo eléctrico... También se pueden estudiar otras maneras de generación distribuidas como estaciones eólicas o estaciones de bombeo.

7. ANEXOS

7.1. Anexo 1. Tarifas eléctricas

Tarifas de acceso de electricidad en baja tensión

- **Tarifa de acceso de electricidad 2.0:** para una potencia eléctrica contratada igual o inferior a 10kW.
 - **Tarifa 2.0A:** sin discriminación horaria y en baja tensión (menos de 1kV).
 - **Tarifa 2.0DHA:** con discriminación horaria en 2 periodos y baja tensión.
 - **Tarifa 2.0 DHS:** con discriminación horaria en tres periodos y baja tensión.
- **Tarifa de acceso de electricidad 2.1:** para una potencia contratada entre 10 y 15 kW.
 - **Tarifa 2.1:** sin discriminación horaria y en baja tensión.
 - **Tarifa 2.1DHA:** con discriminación horaria en dos periodos y en baja tensión.
 - **Tarifa 2.1DHS:** con discriminación horaria en tres periodos y para baja tensión.
- **Tarifa de acceso de electricidad 3.0A:** para una potencia contratada mayor de 15 kW, en baja tensión y con discriminación horaria en tres periodos.

Tarifa de acceso de electricidad en alta tensión: en estos casos suelen tratarse de puntos de suministros que requieren una elevada potencia contratada o que se encuentran muy alejados de las redes de distribución.

Tarifa	Descripción	Potencia máxima	Tensión
3.1A	Tres periodos de discriminación horaria.	450 kW	1-36 kV
6.1A	Seis periodos de discriminación horaria.	450 kW	1-36 kV
6.1B	Seis periodos de discriminación horaria	450 kW	30-36 kV
6.2	Seis periodos de discriminación horaria	Sin restricción	36-72 kV
6.3	Seis periodos de discriminación horaria	Sin restricción	72.5-145 kV
6.4	Seis periodos de discriminación horaria	Sin restricción	>145 kV
6.5	Seis periodos de discriminación horaria	Sin restricción	Con. Internacionales

Tabla 12. Anexo 1. Tarifas en alta tensión

También se puede clasificar por acuerdo del precio con la compañía suministradora:

- **Tarifa plana:** pagas una cantidad fija cada mes y si te excedes de la cantidad contratada te facturan el exceso.
- **Tarifa fija o precio fijo:** tiene el precio del kilovatio acordado con la compañía para un periodo de tiempo determinado (un año).
- **Tarifa Indexada o precio indexado:** Esta modalidad consiste en pagar un precio variable por la energía eléctrica consumida en función del precio de adquisición de la energía en el mercado mayorista.
- **Tarifa Multiclick:** se cierran precios competentes en función de la demanda en energía horaria, demanda diaria de energía, el mes o el trimestre.

En la Tabla 13 se recogen los precios de cargar con una tarifa 2.0, con una potencia menor de 10 kW, dependiendo del periodo en el que se cargue. Este precio se calcula para una batería de 20 kWh y otra de 40 kWh.

	Precio (€/kWh)	Precio carga 20 kWh	Precio carga 40 kWh
Tarifa 2.0 DHS P1 (punta)	0.15	3 €	6 €
Tarifa 2.0 DHS P2 (valle)	0.09	1.8 €	3.6 €
Tarifa 2.0 DHS P3 (supervalle)	0.07	1.4 €	2.8 €
Tarifa 2.0 A	0.13	2.6 €	5.2 €

Tabla 13. Coste de recarga en domicilio

A continuación se muestran los consumos de vehículos de combustión en comparación a los de un vehículo eléctrico. Los resultados son en kWh/100km y se observa como el vehículo eléctrico consume menos energía que uno de combustión.

- Gasóleo → 10 kWh/l → con un consumo de 6l/100km → 60 kWh/100 km
- Gasolina → 8.6 kWh/l → con un consumo de 8l/100km → 68.8 kWh/100 km
- Eléctrico → 14 kWh/100 km

En la Tabla 14 se exponen algunos precios de recarga de diferentes compañías en España.

Proveedor	Tipo de carga	Precio recarga (€/kWh)
Ionity	Rápida	8 € (tarifa plana)
Tesla	Rápida	0.29
Electrolinera (general)	Rápida	0.50
Electrolinera (general)	Moderada	0.35
Endesa	Rápida	0.49
Repsol	Rápida	0.47
Wenea	Rápida	0.45
GIC	Rápida	0.45
IBIL	Rápida	0.44
EMT Madrid	Rápida	0.40
IBIL	Moderada	0.39
Cargacoches	Rápida	0.38
EDP	Moderada	0.36
Iberdrola	Rápida	0.30
EasyCharger	Rápida	0.30
EasyCharger	Moderada	0.20

Tabla 14. Coste de recarga en electrolinera [25].

La factura eléctrica sufrió cambios debido a la liberación del mercado español registrada en la ley 54/1997, la cual fue impulsada por la Unión Europea. El objetivo de esta normativa es disminuir los costes de energía eléctrica para todos los usuarios y potenciar las energías renovables.

Hoy en día se pueden distinguir dos mercados donde contratar la electricidad:

- Mercado regulado: es la parte del sector en la que los precios están marcados por el Gobierno.
- Mercado libre: es el grueso donde se sitúan las empresas que marcan sus propios precios de electricidad y donde los clientes pueden encontrar descuentos en la factura.

En el mercado regulado se puede encontrar la tarifa El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), también conocida como tarifa por horas, cuyo precio está controlado por el Ministerio de Industria. Sólo está disponible para los usuarios con una potencia eléctrica inferior a 10 kW. Esta tarifa es adecuada para los cargadores domésticos, ya que te puedes adecuar a los precios más bajos de la electricidad, y cargar el vehículo en esa franja, normalmente por la noche.

La discriminación horaria es una modalidad que puede contratarse tanto en el mercado libre como en el regulado, donde se establece un precio del termino de potencia (€/kW) y del termino de energía (€/kWh) distinto para las horas nocturnas frente a las diurnas.

Esta discriminación puede ser en dos (punta y valle) o tres (punta, valle y supervalle) periodos. A continuación se muestra la discriminación en tres periodos para una tarifa 3.0 en la Tabla 15.

- P1 o Período Punta donde el precio es el más caro
- P2 o Período Valle
- P3 o Período Súper Valle, la mejor franja horaria para recargar el coche.

Periodo	Invierno	Verano	Horas
Punta P1	18:00-22:00	11:00-15:00	4 (16.7%)
Valle P2	08:00-18:00 22:00-00:00	08:00-11:00 15:00-00:00	12 (50%)
Supervalle P3	00:00-08:00	00:00-08:00	8 (33.3%)

Tabla 15. Discriminación en 3 periodos de la tarifa 3.0.

En esta tarifa los días se clasifican entre verano e invierno como se muestra en la Figura 37. Donde enero, febrero, 24 días de marzo, 7 días de octubre, noviembre y diciembre corresponden a días de invierno. Los otros 7 días de marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y 24 días de octubre corresponden a días de verano.

En total se clasifican según 151 días de invierno y 214 días de verano.

Desde el día 1 al día 83 del año el tipo de día es de invierno, del 84 al 297 día de verano y del 295 al 365 otra vez día de invierno.

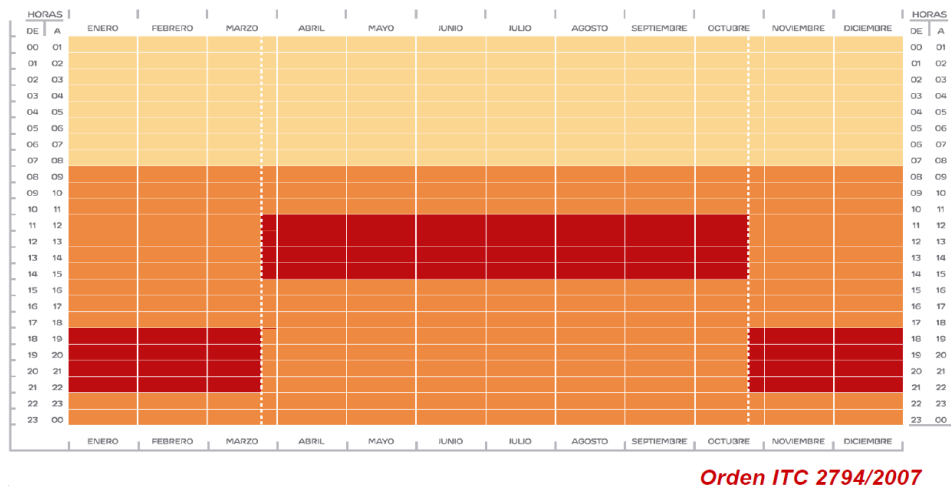


Figura 37. Días de la tarifa 3.0

A continuación se exponen los términos que componen una factura eléctrica [24].

1. Facturación por potencia contratada (€/kW):

- Peaje de acceso: potencia contratada (kW) por el término de potencia (€/kW*día) de peaje por el número de días del periodo de facturación.
- Facturación por margen de comercialización fijo.

2. Facturación por energía consumida (€/kWh):

- Facturación por peaje de acceso: los kWh consumidos en el periodo de facturación por el término de energía (€/kWh) del peaje de acceso.
- Facturación por coste de la energía: producto de los kWh consumidos por el precio del término del coste horario de la energía.

3. Alquiler de equipos de medida y control: precio establecido que se paga a la empresa eléctrica por el alquiler de los equipos.

4. Al precio de la energía consumida y la potencia contratada, hay que sumarle el **Impuesto sobre la Electricidad (5,1127 %)**, que es una tasa que grava el coste de la fabricación de la electricidad. Se aplica para garantizar el consumo responsable de los recursos limitados ofrecidos por la naturaleza y para promover unas condiciones medioambientales que protejan la salud de las personas. Está regulado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo mediante la ley 38/1992.

5. Por último aplicar el **IVA (21 %)** al subtotal de la factura.

7.2. Anexo 2. Plan MOVES

El presupuesto total de las ayudas debe distribuirse de la siguiente manera:

Incentivos	Porcentaje	Valores límites
Adquisición de vehículos alternativos	20-50 %	700 euros para motos eléctricas y hasta 15.000 euros para camiones y autobuses.
Implantación de infraestructuras de recarga	30-60 %	Un 30 % o un 40% del coste , con un límite de 100.000 euros
Sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas	5-20 %	-----
Planes de transporte en centros de trabajo	0-10 %	200.000 con una ayuda del 50% del coste subvencionable.

Tabla 16. Distribución de las ayudas y sus límites [8].

Como criterio objetivo de reparto territorial, se tiene como referencia el padrón municipal del Instituto Nacional de Estadística (INE) entendiendo que se trata de un referente estrechamente ligado a la movilidad, como se muestra en la Tabla 17.

Año 2017	Padrón Municipal INE 2017	Porcentaje	Importe en € de PGE 2018 Partida 20.18.425A.741
Andalucía	8.379.820	17,99%	8.096.943,04
Aragón	1.308.750	2,81%	1.264.570,62
Asturias, Principado de	1.034.960	2,22%	1.000.022,93
Balears, Illes	1.115.999	2,40%	1.078.326,30
Canarias	2.108.121	4,53%	2.036.957,32
Cantabria	580.295	1,25%	560.706,02
Castilla y León	2.425.801	5,21%	2.343.913,42
Castilla - La Mancha	2.031.479	4,36%	1.962.902,51
Cataluña	7.555.830	16,22%	7.300.768,41
Comunitat Valenciana	4.941.509	10,61%	4.774.698,85
Extremadura	1.079.920	2,32%	1.043.465,22
Galicia	2.708.339	5,82%	2.616.913,80
Madrid, Comunidad de	6.507.184	13,97%	6.287.521,47
Murcia, Región de	1.470.273	3,16%	1.420.641,10
Navarra, Comunidad Foral de	643.234	1,38%	621.520,40
País Vasco	2.194.158	4,71%	2.120.089,97
Rioja, La	315.381	0,68%	304.734,71
Ceuta	84.959	0,18%	82.091,05
Melilla	86.120	0,18%	83.212,85
	46.572.132	100,00%	45.000.000

Tabla 17. Porcentaje de ayudas a la movilidad eléctrica por CCAA.

7.3. Anexo 3. Estado del arte de la recarga del vehículo eléctrico

Para la búsqueda de información sobre la recarga de vehículos eléctricos (modos de carga, tipos de conexiones y tipo de conectores) se han utilizado las normas citadas a continuación.

- **UNE 61851-1:2020:** Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos. Requisitos generales.
- **UNE 62196-1:2015:** bases, clavijas, conectores de vehículo y entrada de vehículo. Carga conductiva de vehículos eléctricos. Requisitos generales.

La norma **ITC-BT-52**: recoge la información y circuitos de nuevas instalaciones para la alimentación de las estaciones de recarga, así como la modificación de instalaciones ya existentes, que se alimenten de la red de distribución de energía eléctrica., aprobada en el **Real Decreto 1053/2014**, de 12 de diciembre. Este reglamento obliga a:

- Instalar un conector Combo 2 en aquellos puntos de recarga que superen la potencia de 100 kW
- En aparcamientos públicos, colocar un cargador cada 40 plazas.

- Modos de carga y tipos de conexiones

Los cuatro modos de carga están recogidos en la norma UNE 61851-1:2020.

- **Modo 1**

Conexión del vehículo eléctrico sin comunicación con la red de suministro en corriente alterna. La recarga se lleva a cabo mediante una toma de corriente convencional, como el conector Schuko. Este modo de recarga es ideal para pequeños vehículos eléctricos, como bicicletas o ciclomotores, no recomendado para VE debido al sobrecalentamiento y ausencia de sistema de protección.

- **Modo 2.**

Similar al modo 1 pero con un sistema de protección. La conexión se realiza en un conector Schuko mediante un cable especial que cuenta con un piloto de control. También permite elegir la velocidad de carga y activar/desactivar la recarga. Este modo lleva un piloto de proximidad, el cual asegura que la clavija está colocada correctamente. Los conectores deben tener al menos un pin para la señal de comunicación.

- **Modo 3.**

Se utiliza una toma de corriente de uso exclusivo para la recarga del vehículo eléctrico, donde se conecta el SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico). Las funciones de control y protección están del lado de la instalación fija de forma permanente. Este terminal monitoriza la carga y corta el suministro eléctrico al enchufe cuando no detecta un conector.

- **Modo 4.**

El V.E. se conecta de manera indirecta a la red de corriente alterna usando un SAVE que incorpora un convertidor externo que transforma la corriente alterna a corriente continua.

Por recargar mediante corriente continua los conectores del lado del coche que podemos utilizar son principalmente el CHAdeMO y el CCS Combo (americano y europeo).

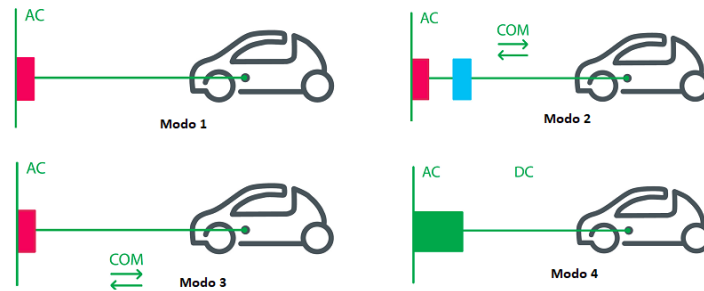


Figura 38. Modos de carga [10].

Por último la Tabla 18 resume las principales características de potencia, tensión y corriente de los diferentes modos de carga.

Modo de carga	Tipo de corriente	Tensión máxima (V)	Corriente (A)	Potencia (kW)	Carga
Modo 1	AC	250(I)-480(III)	16 por fase	3.7 - 11	Lenta
Modo 2	AC	250(I)-480(III)	32 por fase	7.4 - 22	Lenta
Modo 3	AC	250(I)-480(III)	63 por fase	14.8 - 43	Semi-rápida
Modo 4	DC	50-700	100-125	> 50	Rápida

Tabla 18. Características de los modos de carga [11].

- Tipos de carga

La norma UNE-EN 61851-1 también recoge los tres tipos de conexión del vehículo eléctrico con el punto de recarga (Figura 39).

- **Tipo A:** la conexión del vehículo eléctrico a la red de suministro de corriente alterna es mediante un cable y un conector unido permanentemente al vehículo.
- **Tipo B:** el vehículo se encuentra conectado a la red de suministro mediante un cable de carga extraíble en ambos extremos.
- **Tipo C:** el vehículo eléctrico se conecta a la estación de recarga mediante un cable que está unido permanentemente a la estación de recarga. Este caso es utilizado únicamente para el cuarto modo de carga.

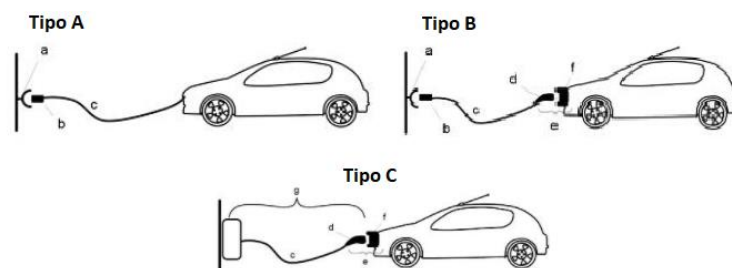


Figura 39. Tipos de carga según UNE-EN 61851-1

- Tipos de recarga

La velocidad de recarga del vehículo determina el tiempo que se necesita para cargar las baterías. Este tiempo es directamente proporcional a la capacidad (kWh) del vehículo. El tiempo de recarga del vehículo eléctrico se calcula como la capacidad de las baterías entre la potencia de recarga.

La clasificación de velocidad de carga no viene recogida en ninguna norma, pero es útil al ser una clasificación muy utilizada. La Tabla 19 resume las características de los diferentes tipos de recarga. Los tiempos dependen de la capacidad de las baterías y de cuando porcentaje de ellas se quieran recargar.

Tipo recarga	Potencia recarga	Tiempo	Coste del sistema
Lenta	2.3-7.4 (AC) kW	8 h	500-1500 €
Semi-rápida	7.4-22 (AC) kW	2-4 h	>2500 €
Rápida	44(AC)-50 (DC) kW	80% en 30 min	20000-30000 €
Súper rápida	90-120 (DC) kW	20 min	>100000 €
Ultrarrápida	> 150 (DC) kW	5-10 min	Experimental

Tabla 19. Características de los tipos de recarga [12].

La carga ultrarrápida está en prueba en algunas estaciones de recarga como la de Repsol en el País Vasco con 400 kW por puesto de recarga o la de Repsol de 350 kW en una localidad de Álava. [13].

Es recomendable no descargar la batería por debajo del 20 %, ni llegar al 100 % de la capacidad, ya que en caso de tener la batería cargada por completo no se podrá recuperar energía con el frenado regenerativo. Estas medidas son para alargar la vida útil de las baterías.

- Tipos de conectores

La Norma UNE 62196-1 recoge la información sobre las clavijas y conectores. Hay varios tipos dependiendo del tipo de corriente, de las comunicaciones y de la zona geográfica donde se vaya a utilizar.

- **Schuko**: es un estándar europeo para la conexión de aparatos eléctricos en baja tensión con corrientes monofásicas capaz de soportar hasta 16A. Este conector consta de dos polos principales (la fase y el neutro) y un contacto adicional para la toma de tierra.



Figura 40. Conector Schuko.

- **Tipo 1 o SAE J1772**: dispone de los contactos de fase, neutro y tierra. Adicionalmente, dispone de dos contactos destinados para la comunicación entre el cargador y el vehículo.

Además dispone de un dispositivo de bloqueo que impide la desconexión del conector durante la recarga.

La máxima intensidad a la que puede operar es de 32 A en baja tensión monofásica, lo que permite una potencia máxima de recarga de 7,4 kW.



Figura 41. Conector tipo 1 o Yazaki.

- **Tipo 2 o Mennekes:** dispone 3 contactos de fase (para cargas trifásicas), un neutro, una toma de tierra, y los dos contactos para establecer comunicaciones entre cargador y vehículo. Ofrece un par de modos de recarga en alterna: monofásica a 16A (recarga lenta) y trifásica a 63A (recarga rápida).

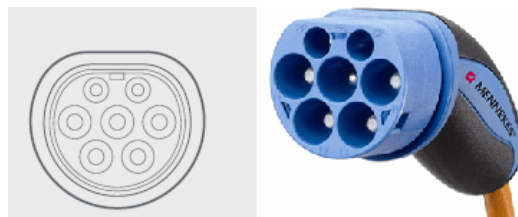


Figura 42. Conector tipo 2 o Mennekes.

- **Tipo 3 o Scame:** tiene dos variantes dependiendo de si tiene 5 o 7 bornes. Con 5 bornes (fase, neutro, tierra y dos de comunicaciones) está preparada para soportar cargas monofásicas a 16 A. La otra variante permite cargas monofásicas o trifásicas a 32A, y dispone de 7 contactos. Este conector está en desuso debido al uso del tipo 2 por la mayoría de vehículos.



Figura 43. Conector tipo 3 o Scame.

- **Conector CCS Combo:** se utiliza para la recarga rápida en corriente continua. Se diferencian dos tipos.

- El estándar europeo o Combo 2 es un conector de corriente alterna Tipo 2 (Mennekes) y un conector de corriente continua con dos contactos



Figura 44. Conector CCS Combo europeo.

- El estándar americano o Combo 1 es un conector de corriente alterna tipo 1 (Yazaki) y un conector con dos pines de continua.



Figura 45. Conector CCS Combo americano.

La potencia máxima a la que puede trabajar en corriente alterna es de 44 kW (63A en trifásica 400V) y de hasta 100 kW en corriente continua.

- **Conector TESLA:** conocido como Supercharger. Dependiendo del lugar donde se vaya a utilizar el vehículo, este cargará con un tipo de conector u otro, ya que este conector es compatible con el Mennekes o tipo 2. Mediante un adaptador se puede utilizar con el estándar japonés CHAdeMO y en EEUU y Canadá Tesla utiliza un conector propio diseñado específicamente por la marca.

Este conector funciona con corriente continua alcanzando los 145 kW, lo que lo hace la más potente y rápida de todas.



Figura 46. Conector de Tesla.

- **CHAdeMO:** estándar japonés que se utiliza para recargas rápidas en corriente continua, diseñado para soportar hasta 50 kW de potencia con una intensidad de 125 A de corriente

continua. Cuenta con diez bornes (2 tomas de tierra, 4 comunicación con la red y 4 de corriente).

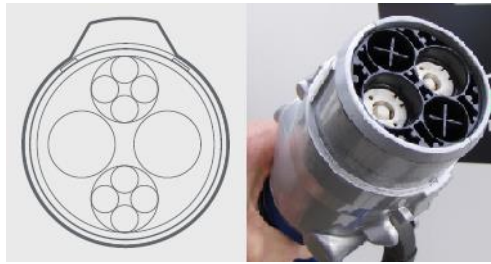


Figura 47. Conector CHAdeMO.

7.4. Anexo 4. Cargadores

Modelo	1	2	3	4
Potencia (kW)	3.7	7.4	7.4	50
Corriente (A)	16	32	32	125
Tensión (V)	230	230	230	400
Conector	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	CCS y CHAdeMO
Precio (€)	879	1.999	840	31.181
Modelo	5	6	7	8
Potencia (kW)	150-50	22	22	22
Corriente (A)	200-125	32 (III)	32 (III)	32 (III)
Tensión (V)	920-500	400	400	400
Conector	CCS y CHAdeMO	Tipo 1 y 2	Tipo 1 y 2	Tipo 2
Precio (€)	>50.000	3.875	4.034	3643
Modelo	9	10	11	12
Potencia (kW)	22	22	50	22
Corriente (A)	32(III)	32(III)	77	32 (III)
Tensión (V)	400	400	400	400
Conector	Schuko y tipo 2	Schuko y tipo 2	CCS y CHAdeMO	Tipo 2
Precio (€)	3.690	5.082	28.860	4.143
Modelo	13	14	15	16
Potencia (kW)	22	22	50-62.5	22
Corriente (A)	32(III)	32 (III)	125	32
Tensión (V)	400	400	400	400
Conector	Tipo 2	Tipo 2	CHAdeMO, CCS1 y CCS2	Tipo 2
Precio (€)	5.223	6.000	36200	3.390

Tabla 20. Cargadores comerciales.

Los nombres de los cargadores se muestran a continuación.

- | | |
|--|--------------------------------------|
| 1- Cargador ChargePoint CPF32-T2-L18. | 9- Ingerev City Ground |
| 2- Cargador ChargePoint CPF32-T2-L18 | 10- Ingerev City Duo |
| 3- Cargador Circutor e-Home | 11- Ingerev Rapid 50 |
| 4- Circontrol Raption 50 | 12- Ingerev Fusion (Street y Wall) |
| 5- Circontrol Raption 150 | 13- Circutor RVE-2 |
| 6- Circutor Urban WB | 14- Circutor RVE-QP |
| 7- Circutor Urban - Estación De Recarga Exterior | 15- Cargador ChargePoint Express 250 |
| 8-Circutor Urban Master-Slave | 16 - POLE 3 Wallbox |



Figura 48. Cargadores comerciales.

7.5. Anexo 5. Simulación impacto en la red.

Red Eléctrica Española ha creado un simulador para calcular el impacto en la red con la recarga del V.E. [27]. Se han planteado tres casos para ver como varia el impacto dependiendo del sistema de gestión que tiene los puntos de recarga.

Los valores de la simulación son el 15 % del total de la flota del vehículo, el 75 % eléctrico puro y el resto híbrido. Se ha variado la gestión de la recarga como se observa en la Tabla 21, la Tabla 22 y la Tabla 23.

Caso 1. Sin gestión.

Vehículos eléctricos	15 % (3.521.112)
Porcentaje de eléctricos puros	75 %
Recarga en domicilio	100 % Sin gestión
	0 % Discriminación horario
	0% Inteligente
Acceso a recarga fuera del domicilio	25 % Trabajo
	15 % Electroliner
Tipo de día	Laborable e Invierno

Tabla 21. Impacto en la red caso 1.

Sin gestión de la demanda se eleva la demanda en la hora punta, lo que puede producir problemas en la red.

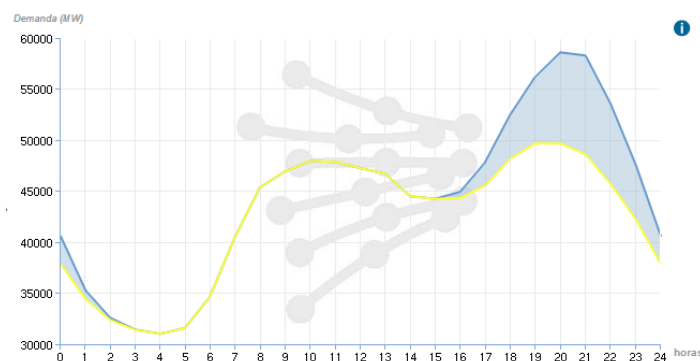


Figura 49. Impacto en la red caso 1 [27].

Caso 2: parte de los vehículos con gestión.

Vehículos eléctricos	15 % (3.521.112)
Porcentaje de eléctricos puros	75 %
Recarga en domicilio	30 % Sin gestión
	40 % Discriminación horario
	30% Inteligente
Acceso a recarga fuera del domicilio	25 % Trabajo
	15 % Electroliner
Tipo de día	Laborable e Invierno

Tabla 22. Impacto en la red caso 2

Con parte de los vehículos con gestión de la demanda, se lleva parte de las cargas a periodo valle, lo que reduce el aumento de la demanda máxima en periodo punta.

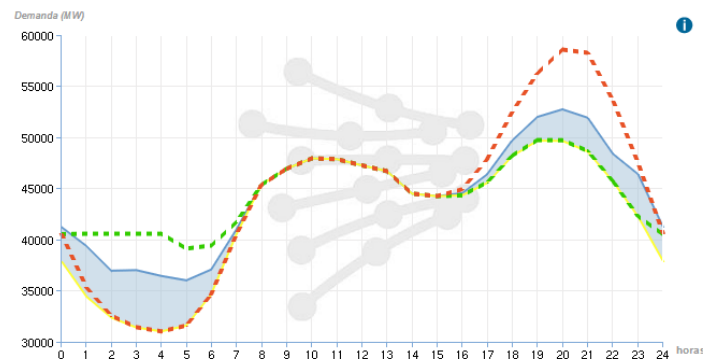


Figura 50. Impacto en la red caso 2 [27].

Caso 3: la totalidad de las recargas con gestión de la demanda.

Vehículos eléctricos	15 % (3.521.112)
Porcentaje de eléctricos puros	75 %
Recarga en domicilio	0 % Sin gestión
	0% Discriminación horario
	100% Inteligente
Acceso a recarga fuera del domicilio	25 % Trabajo
	15 % Electroliner
Tipo de día	Laborable e Invierno

Tabla 23. Impacto en la red caso 3.

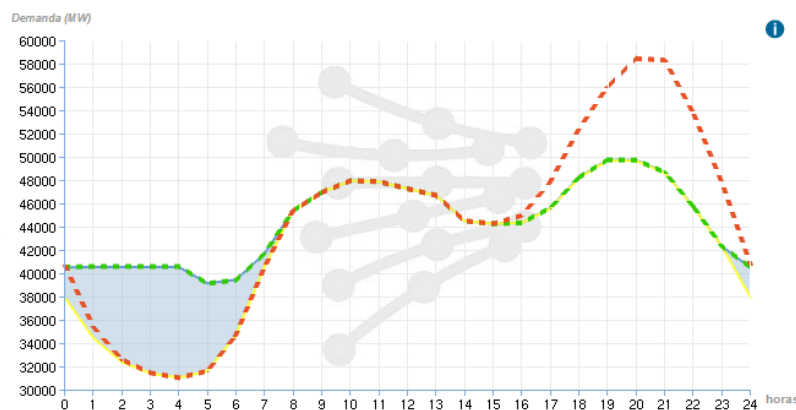


Figura 51. Impacto en la red caso 3 [27].

Se observa que cuanto mayor es el porcentaje de recarga inteligente, mejor es el comportamiento para la red evitando los picos de potencia que se alcanzan sin sistema de carga inteligente. También destacar que con sistemas inteligentes, se lleva la mayoría de recarga al horario nocturno, cuando la demanda es menor, además del menor precio de la energía.

8. BIBLIOGRAFÍA

- 1- <https://www.lavanguardia.com/vida/20191126/471881709587/la-contaminacion-causa-10000-muertes-ano-espana-y-7-millones-en-el-mundo.html> (Visitada julio 2020)
- 2- <https://wardsintelligence.informa.com/WI058630/World-Vehicle-Population-Rose-46-in-2016> (Visitada julio 2020)
- 3- <https://es.motor1.com/news/297295/antiguedad-coches-conductores-europa/> (Visitada junio 2020)
- 4- “Guía de movilidad eléctrica para las entidades locales.” IDEA, FEMP y REE
- 5- <https://evobservatory.iit.comillas.edu/> (Visitada agosto 2020)
- 6- “Making the transition to zero-emission mobility 2019 report. “ European Automobile Manufacturers Association (ACEA).
- 7- <https://www.km77.com/> (Visitada agosto 2020)
- 8- Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (Programa MOVES).
- 9- Informe “Sistema Eléctrico Español 2019: Comprometidos con la energía inteligente”.
- 10- <https://www.electromaps.com/articulo/modos-recarga-vehiculos-electricos> (Visitada agosto 2020)
- 11- Siang Fui Tie, Chee Wei Tan: “A review of Energy sources and Energy management System in electric vehicles”. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 20, Abril 2015, Pages 82-102
- 12- <https://cargacar.com/noticias/velocidad-carga-coches-electricos/> (Visitada julio 2020)
- 13- <https://www.motorpasion.com/industria/electrolinera-coches-electricos-bestia-europa-esta-pais-vasco-400-kw-punto-recarga> (Visitada abril 2020)
- 14- Jia YingYonga, Vigna K.Ramachandaramurthy, Kang MiaoTan, N.Mithulananthan “A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects” Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 49, September 2015, Pages 365-385.
- 15- D.B.Richardson “Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, And renewable Energy integration” Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 19, March 2013, Pages 247-254.
- 16- J.M.Maza, A.Gomez: “Sistema de recarga de vehículos eléctricos: revisión tecnológica e impacto en el sistema eléctrico” Universidad de Sevilla
- 17- C.H.Dharmakeerthi, N.Mithulananthan, T.K.Saha: “Overview of the Impacts of Plug-in Electric Vehicles on the Power Grid” IEEE

- 18- D. Pilco, J.Jamarillo: "Sistemas fotovoltaicos para iluminación: paneles fotovoltaico" Universidad Técnica Particular de Loja.
- 19- A.Colmenar, D.Borge, E.Collado, M.A.Castro: "Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes" UNED
- 20- "Photovoltaics Report". Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE).
- 21- E. Serrano: "El almacenamiento de electricidad distribuido: origen, estado del arte e implicaciones." Grupo Gransolar.
- 22- A.Salmeron: "Algoritmos de Programación II. Métodos de Monte Carlo" Dpto. Estadística y Matemática Aplicada, Universidad de Almería.
- 23- Guía del usuario de GAMS: https://www.gams.com/latest/docs/UG_MAIN.html
- 24- <http://personal.unizar.es/jmyusta/wp-content/uploads/2018/11/GME-ENERGYWEEK-20182211-elec-JMYusta.pdf> (Visitada mayo 2020)
- 25- <https://forococheselectricos.com/2020/07/todas-redes-carga-rapida-coches-electricos-espana.html> (Visitada junio 2020)
- 26- <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/noninteractive> (Visitada junio 2020)
- 27- <https://www.ree.es/sites/all/SimuladorVE/simulador.php> (Visitada junio 2020)